



Énergie NB Power



À votre service...
Aujourd'hui et demain

2009-10
Rapport sur la durabilité

À l'attention de : L'Honorable Craig Leonard, Ministre de l'Énergie

c.c.: Résidents du Nouveau-Brunswick

Monsieur le Ministre,

Je suis heureux de présenter le rapport sur la durabilité d'Énergie NB de 2009/10. Nous considérons que le présent rapport, qui se concentre sur le rendement sur le plan environnemental, social et économique de la dernière année, est un instantané de l'esprit d'innovation et d'avant-garde qui caractérise actuellement Énergie NB.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, mes salutations les meilleures.

Le président du conseil d'administration d'Énergie NB,



Ed Barrett

Sur la couverture: Père Stéphane Boudreau et ses fils Alex et Jacob.

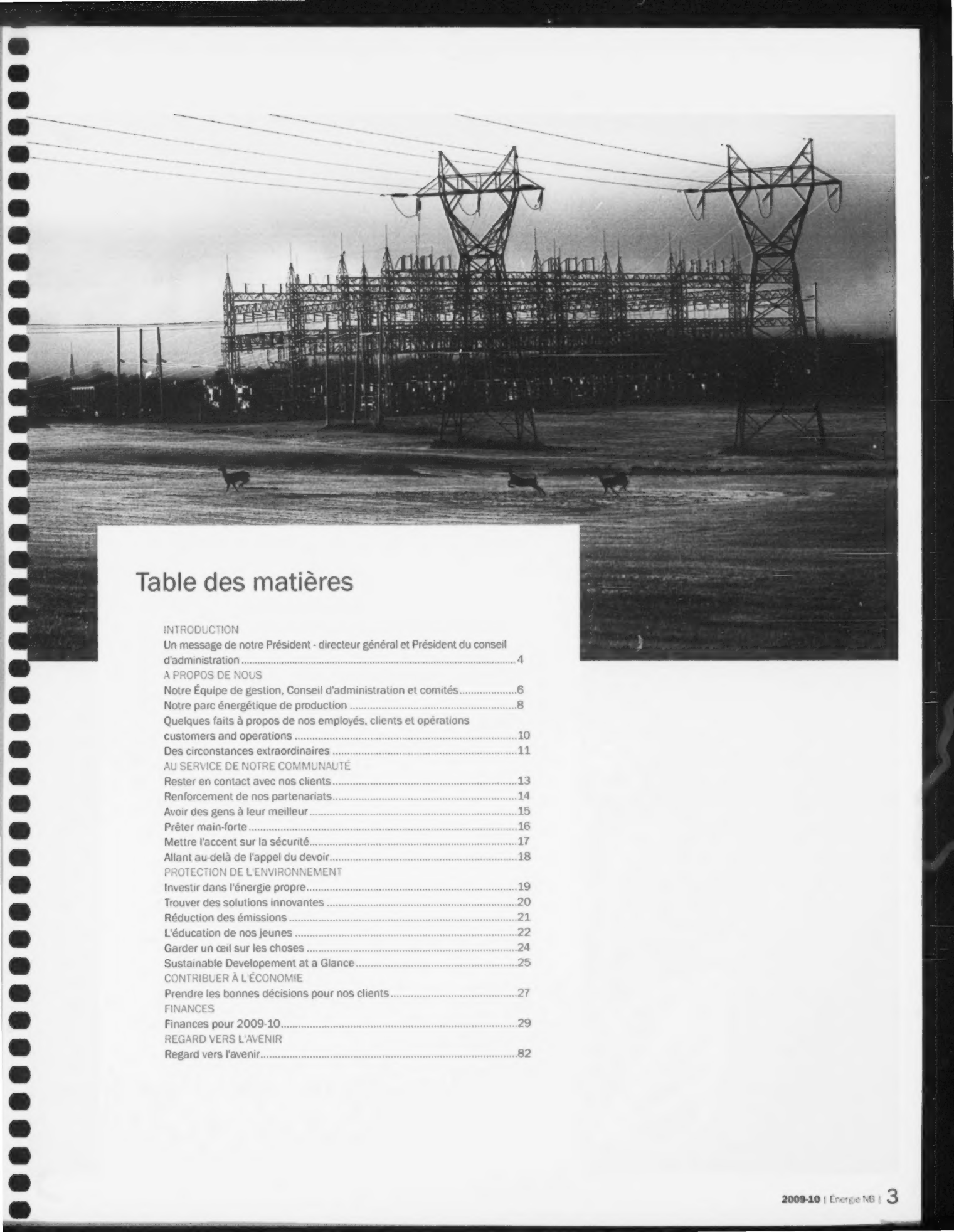


Table des matières

INTRODUCTION

Un message de notre Président - directeur général et Président du conseil d'administration	4
--------------------------------------------------------------------------------------------------	---

A PROPOS DE NOUS

Notre Équipe de gestion, Conseil d'administration et comités	6
Notre parc énergétique de production	8
Quelques faits à propos de nos employés, clients et opérations customers and operations	10
Des circonstances extraordinaires	11

AU SERVICE DE NOTRE COMMUNAUTÉ

Rester en contact avec nos clients	13
Renforcement de nos partenariats	14
Avoir des gens à leur meilleur	15
Prêter main-forte	16
Mettre l'accent sur la sécurité	17
Allant au-delà de l'appel du devoir	18

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Investir dans l'énergie propre	19
Trouver des solutions innovantes	20
Réduction des émissions	21
L'éducation de nos jeunes	22
Garder un œil sur les choses	24
Sustainable Development at a Glance	25

CONTRIBUER À L'ÉCONOMIE

Prendre les bonnes décisions pour nos clients	27
-----------------------------------------------------	----

FINANCES

Finances pour 2009-10	29
-----------------------------	----

REGARD VERS L'AVENIR

Regard vers l'avenir	82
----------------------------	----



SUR UNE VOIE DURABLE

Merci d'avoir pris le temps de lire le deuxième rapport annuel sur la durabilité d'Énergie NB, qui souligne nos performances sociales, environnementales et économiques pour l'exercice 2009/10.

Ce fut sans aucun doute une année très difficile pour nous chez Énergie NB comme vous le lirez plus loin dans ce rapport. Nous sommes fiers de dire que nous avons relevé le défi. Nous avons été une fois de plus reconnus comme l'un des 100 meilleurs employeurs au Canada et quelques-unes des raisons pour cette réalisation comprennent des initiatives visant à mieux vous servir ... nos clients. Ils comprennent:

- la mise en premier plan de nos 380.682 clients par la prise de décisions avec les clients à l'esprit;
- le lancement de PowerShift Atlantique, une première de son type, un projet de collaboration qui utilise la Technologie dite « SmartGrid ». Cela pourrait nous permettre de mettre en œuvre les ressources éoliennes supplémentaires ou d'autres ressources renouvelables et réduire les gaz à effet de serre;
- ajouter à notre production d'énergie éolienne existante avec l'exploitation commerciale du parc éolien Caribou de SUEZ Energy, située à 70 miles à l'ouest de Bathurst, en décembre 2009.

En recevant le Prix d'Excellence du Président de l'Association Canadienne de l'Électricité (ACÉ) pour la Sécurité des Employés nous sommes reconnus pour s'occuper de la santé physique, santé mentale et le mieux-être de nos employés qui prennent des décisions tous les jours en mettant nos clients au premier plan. Cela signifie également la mise en œuvre réussie de notre plan de pandémie et d'intervention contre la grippe H1N1 pour les employés et les membres du public, c'est à la fois nos clients directs et / ou indirects.

Au début de 2010, nous avons introduit une nouvelle mission de servir fièrement nos clients et une nouvelle vision d'*Électricité durable: répondre aux besoins d'aujourd'hui tout en veillant à demain*. Tous les jours nous allons travailler pour obtenir des résultats basés sur cette nouvelle Mission et Vision.

L'année prochaine, nous produirons un rapport sur les mesures spécifiques développés pour tenir compte de nos objectifs, qui ont tous été mis au point avec le client à l'esprit. Ces mesures, comme l'analyse comparative, nous aideront à *servir fièrement nos clients*.

Comme toujours, nous accueillons tous les commentaires que vous pourriez avoir sur ce rapport. Veuillez envoyer vos commentaires, questions et suggestions à corporaterelations@nbpower.com.

Sincèrement,

Ed Barrett
Président, Énergie NB
Conseil d'administration

Gaëtan Thomas
Président et
Chef de la direction



Monteurs de lignes lors d'une panne à Blackville N-B

Notre Équipe de Gestion

Notre équipe de direction est composée de Néo-Brunswickois et des employés de longue date. Ensemble, ils travaillent dur pour prendre les bonnes décisions pour nos clients, aujourd'hui et pour demain.

Veuillez noter: Il y a eu plusieurs changements à l'équipe de direction et le conseil d'administration de l'exercice 2009 / 10. Voici les membres à compter de la date de publication.

Président-directeur général

Gaëtan Thomas

Vice-président, Services juridiques et Services partagés

Michael Gorman

Vice-président, Production (Nucléaire et Classique)

Blair Kennedy

Vice-président, Finances et Chef des Finances (CF)

Darren Murphy

Vice-président, Ressources humaines et Relations et Communication d'entreprise

Paul Thériault

Vice-président du Transport, Distribution et Service à la clientèle

Sherry Thomson

Conseil d'administration

Président

Ed Barrett

Membres

Norman Betts
Normand Caissie
Bernard Cyr
Eloi Duguay
Jane Fritz
Louis LaPierre
John Mallory
Shirley Mears
Lise Ouellette
Robert (Bob) Youden
Gaëtan Thomas

Les membres sortants

Francis McGuire (Ancien Président)
David Ferguson
David Johnstone
Graham Brown
Lise Caissie
Patrice E. Merrin

David D. Hay (Ancien Président-directeur général)

Comités

Comité de vérification
Comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité
Comité des ressources humaines, de la gouvernance et des candidatures
Comité de surveillance nucléaire

Vous trouverez les biographies des membres de notre équipe de direction et du conseil d'administration dans la section À propos de nous du site

www.nbpower.com.



Notre parc énergétique de production

Chez Énergie NB, nous sommes fiers de notre engagement à fournir à nos clients une énergie constante, sûre, fiable et durable au plus bas coût possible. Nous comptons sur nos 15 centrales alimentées par l'hydroélectricité, charbon, pétrole, nucléaire et diesel, ainsi que le pouvoir d'achat, d'apporter l'électricité à plus de 380,000 foyers et entreprises partout au Nouveau-Brunswick.

Énergie nucléaire

Centrale de Point Lepreau	(635 MW)
---------------------------	----------

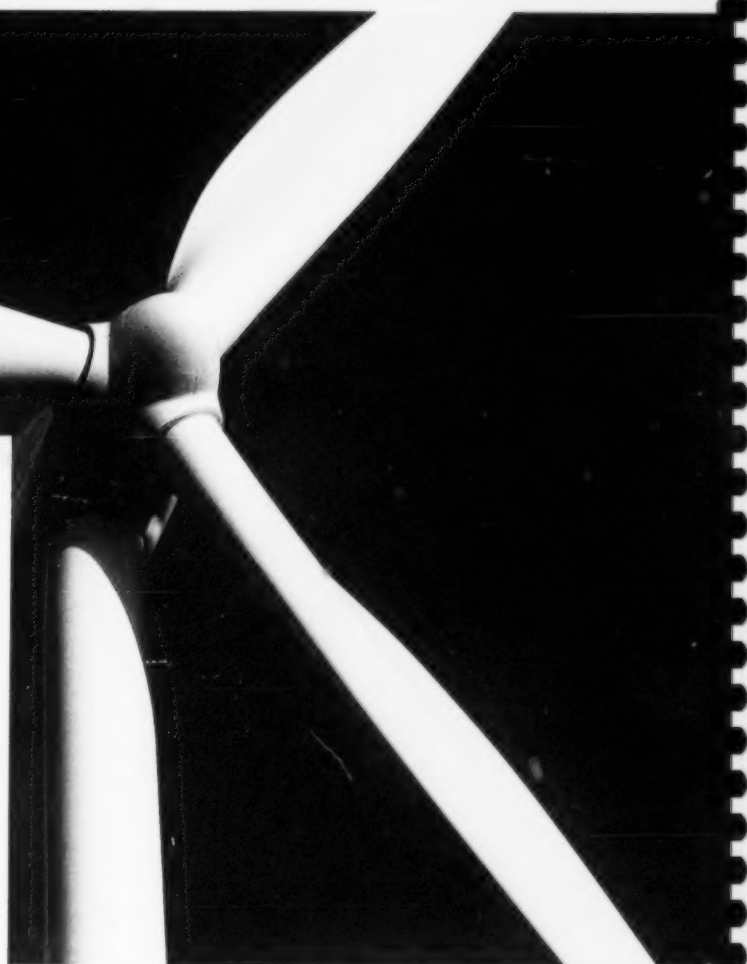
Énergie hydroélectrique

Centrale de Milltown	(3 MW)
Centrale de Sisson	(9 MW)
Centrale de Nepisiguit Falls	(11 MW)
Centrale de Tobique	(20 MW)
Centrale de Grand-Sault	(66 MW)
Centrale de Beechwood	(112 MW)
Centrale de Mactaquac	(668 MW)

Thermal

Turbine de Grand Manan	(29 MW)
*Centrale de Grand Lac	(52 MW)
Turbine à combustion de Ste. Rose	(99 MW)
Centrale de Dalhousie	(299 MW)
Turbine à combustion de Millbank	(397 MW)
Centrale de Belledune	(457 MW)
Centrale de Coleson Cove	(972 MW)

**Veuillez noter: La centrale de Grand Lac a été retiré en mars 2010.*



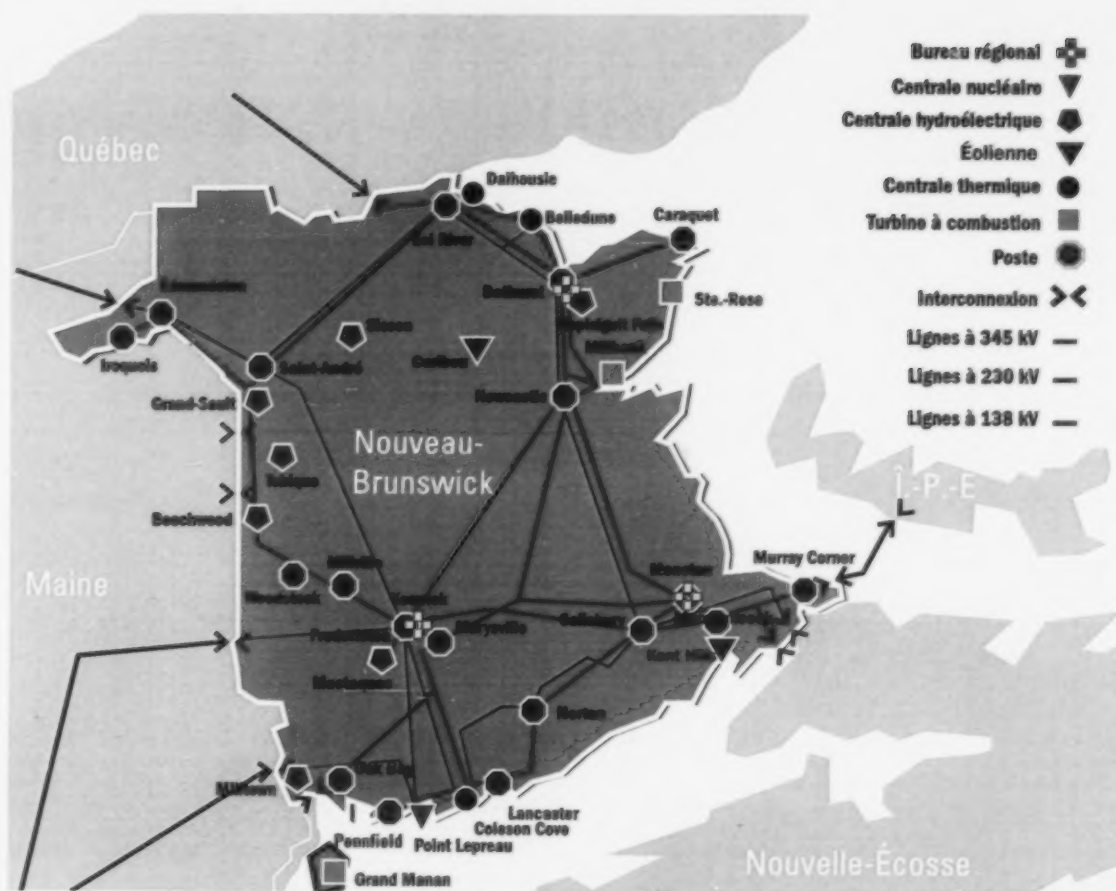
Accords d'achat d'énergie

En plus de notre propre flotte de centrales, Énergie NB a conclu des accords en place pour l'achat et la vente de la capacité électrique et de l'énergie afin de répondre aux besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick et la Norme d'Électricité issue de Sources Renouvelables (NESR).

Ces accords comprennent les achats de projets d'énergie renouvelable ainsi que certains de nos clients industriels avec l'auto-génération qui, périodiquement, approvisionnent de l'énergie en retour sur le système lorsque leur charge est inférieure à leur production.

Les accords comme notre AAE du vent font en sorte que nous avons le bon équilibre des énergies renouvelables comme une partie de notre portefeuille énergétique.

Contrat	Type de carburant	Montant de la capacité en service	Accord pour l'achat
Centrale Grandview	gaz naturel	90 MW	Toute l'énergie et de la capacité électrique produite par une installation de cogénération
Pâtes et Papiers Fraser	biomass	38.5 MW	38,5 MW de capacité et d'énergie à partir d'une installation de cogénération
Parc éolien Trans Alta de Kent Hills	vent	96 MW	Toute l'énergie électrique d'une installation de production d'énergie éolienne
GDF Suez Energy's West Cape Wind Farm in PEI	vent	90 MW	90% de l'énergie électrique d'une installation de production d'énergie éolienne
Parc éolien Caribou de GDF Suez Energy, près de Bathurst au Nouveau-Brunswick	vent	48 MW	Toute l'énergie électrique d'une installation de production d'énergie éolienne
Toute l'énergie électrique d'une installation de production d'énergie éolienne	vent	51 MW	Toute l'énergie électrique d'une installation de production d'énergie éolienne
Bayside Power	gaz naturel	263 MW	263 MW de la production pour les cinq mois d'hiver (novembre à mars) chaque année
Acciona (Lamèque wind project)	vent	45 MW	Toute l'énergie électrique d'une installation de production d'énergie éolienne



Saviez-vous que?



- 15 - Nombre d'installations de production
- 3829 - Capacité installée nette (MW) (à l'exclusion de Grand Lac)
- 20, 607 - Longueur totale des lignes de transport
- 2209 - Capacité d'importation
- 2416 - Capacité d'exportation
- 383,896 - Nombre de clients (directs et indirects)
- 3 - Nombre de fois qu'Énergie NB a été nommée l'un des 100 Meilleurs Employeurs du Canada
- 2673 - Nombre total de personnes employées par Énergie NB (y compris NB Coal)
- 70,000 - Nombre de sentinelle d'Énergie NB en fonctionnement
- 60 - Nombre de plate-formes de nidification qu'Énergie NB a installé pour les balbuzards pêcheurs
- 572,146 - Nombre de poteaux de services publics au Nouveau-Brunswick (partagé avec Bell Aliant)
- 6840 - Longueur totale des lignes de transport (km)
- 642 - Nombre d'entreprises en fonction au Nouveau-Brunswick contractés par Énergie NB pour l'exercice 2009 (d'une valeur de 15,000 \$ ou plus)
- 10% - Pourcentage de nouvelle énergie renouvelable nécessaire d'ici 2016 en vertu de la Norme d'électricité issue de sources renouvelables. Énergie NB est en bonne voie pour atteindre cet objectif par le biais d'initiatives telles que nos accords d'achat d'électricité pour de l'énergie éolienne.
- 32% - Pourcentage total d'énergie renouvelable (hydraulique, éolienne et biomasse) qu'Énergie NB prévoit après 2016.

Circonstances extraordinaires

L'année 2009/10 a présenté des défis uniques pour Énergie NB et nos employés, y compris:

L'accord de l'énergie avec Hydro-Québec

Le 29 octobre 2009, le premier ministre du Nouveau-Brunswick, Shawn Graham, et le premier ministre du Québec, Jean Charest ont dévoilé un projet d'accord en vertu duquel Hydro-Québec achèterait la plupart des actifs d'Énergie NB. Un protocole d'entente (PE) décrivant les modalités et les conditions de la transaction proposée a été signé à ce moment-là.

Le 20 janvier 2010, les gouvernements du Nouveau-Brunswick et du Québec ont présenté un protocole d'entente (PE) révisé avec l'intention de finaliser la transaction au plus tard le 31 mars 2010. Dans le cadre de l'accord de l'énergie de la province modifiée avec la province de Québec, Hydro-Québec ferait l'acquisition du système hydraulique, les unités de turbines à combustion de Millbank et Ste-Rose, et la centrale de Point Lepreau après avoir été mise en service. Tous les actifs restants devraient être conservés par Énergie NB, qui continuerait d'être propriétaire de la Corporation de portefeuille Énergie NB, Transport Énergie NB, et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le solde de l'actif Production Énergie NB serait également détenu par une nouvelle société qui sera détenue par la province du Nouveau-Brunswick.

Ces négociations ont déclenché une première en son genre, un débat public avec des milliers de Néo-Brunswickois, ainsi que ceux dans les provinces voisines, qui ont participé à des manifestations, entrevues avec les médias et les sites de réseautage social. Bien que ce fût une période difficile pour les employés en raison du volume des discussions qui ont eu lieu, ils sont demeurés concentrés sur le service à nos clients.

Le 24 mars 2010, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé qu'il ne procéderait pas à un accord d'énergie avec Hydro-Québec. Le premier ministre Shawn Graham a déclaré qu'un certain nombre de questions ont émergé qui aurait trop enlevé certaines parties de la valeur et causé l'augmentation de certains risques pour les Néo-Brunswickois.

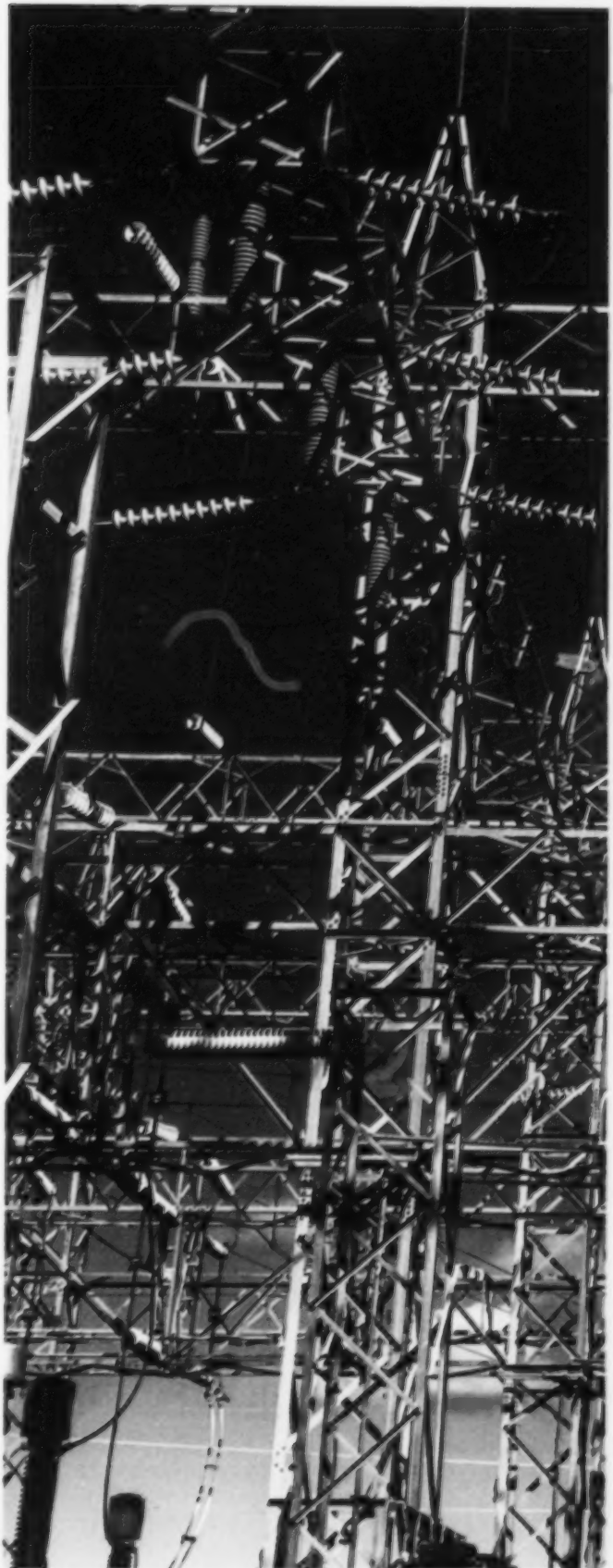
Incident de sécurité à la Centrale de Commutation Highbank

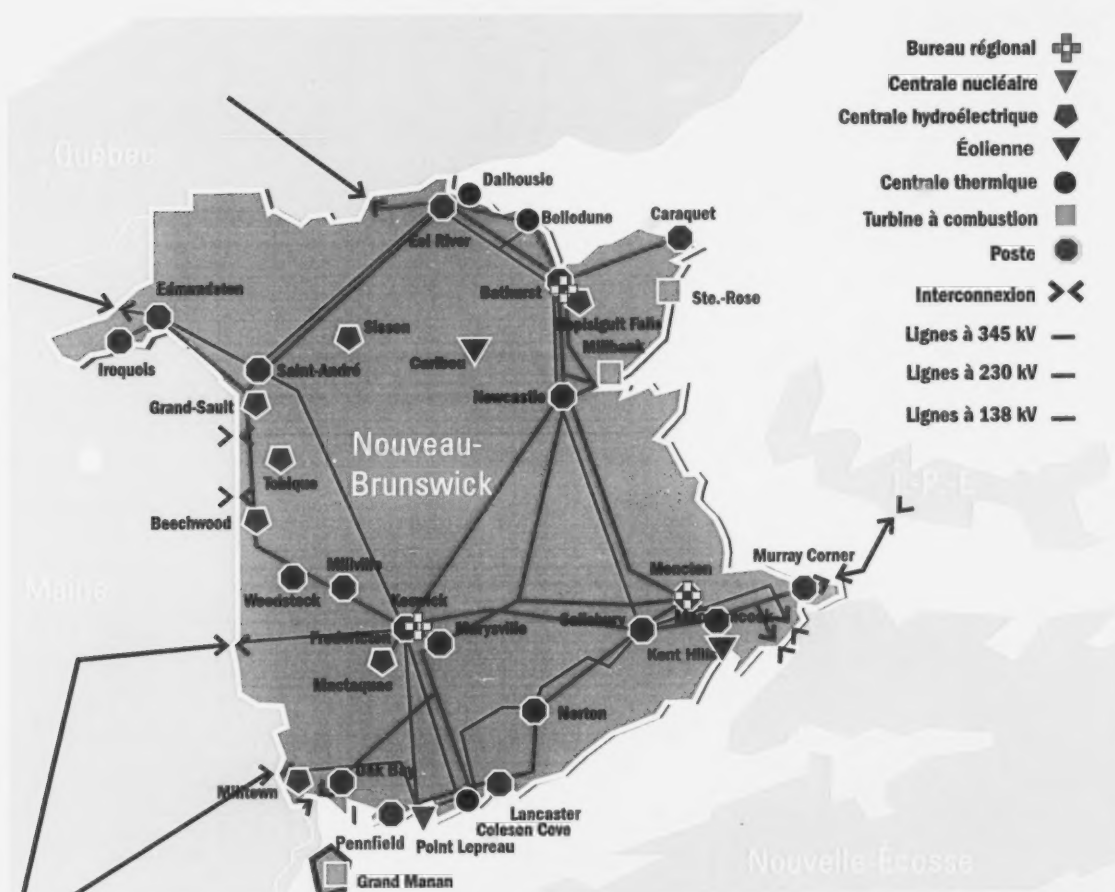
Le 9 mars 2010, il y a eu un incident de sécurité à la Centrale de commutation Highbank au nord de Miramichi. Un employé travaillait lorsqu'un arc s'est produit, conduisant à des blessures graves. L'employé a reçu une évaluation médicale et transporté à Halifax, Nouvelle-Écosse pour un traitement en cours. Il a subi plusieurs interventions chirurgicales et a été transporté à un hôpital du Nouveau-Brunswick. Il a depuis été libéré et continue de recevoir un traitement pour ses blessures.

Énergie NB a soutenu l'employé et sa famille par le biais du programme d'aide aux employés et aux familles lorsqu'il était à Halifax et à son retour. Un(e) Agent(e) du Mieux-être des Employés est également en contact régulier avec l'employé afin de s'assurer que ses besoins sont satisfaits et pour faciliter l'engagement avec le lieu du travail.

La sensibilisation à la sécurité des employés et des clients est une priorité absolue chez Énergie NB. L'incident est toujours sous enquête à la fois par Travail sécuritaire NB et l'équipe de Santé et Sécurité d'Énergie NB.

Cet événement a eu un profond effet sur les employés dans toute la province et a servi comme un rappel important de garder à l'esprit la sécurité dans tout ce que nous faisons, car il n'y a rien de plus important que de se rendre à la maison en toute sécurité.





Saviez-vous que?

- 15 - Nombre d'installations de production
- 3829 - Capacité installée nette (MW) (à l'exclusion de Grand Lac)
- 20, 607 - Longueur totale des lignes de transport
- 2209 - Capacité d'importation
- 2416 - Capacité d'exportation
- 383,896 - Nombre de clients (directs et indirects)
- 3 - Nombre de fois qu'Énergie NB a été nommée l'un des 100 Meilleurs Employeurs du Canada
- 2673 - Nombre total de personnes employées par Énergie NB (y compris NB Coal)
- 70,000 - Nombre de sentinelle d'Énergie NB en fonctionnement
- 60 - Nombre de plate-formes de nidification qu'Énergie NB a installé pour les balbuzards pêcheurs
- 572,146 - Nombre de poteaux de services publics au Nouveau-Brunswick (partagé avec Bell Aliant)
- 6840 - Longueur totale des lignes de transport (km)
- 642 - Nombre d'entreprises en fonction au Nouveau-Brunswick contractés par Énergie NB pour l'exercice 2009 (d'une valeur de 15,000 \$ ou plus)
- 10% - Pourcentage de nouvelle énergie renouvelable nécessaire d'ici 2016 en vertu de la Norme d'électricité issue de sources renouvelables. Énergie NB est en bonne voie pour atteindre cet objectif par le biais d'initiatives telles que nos accords d'achat d'électricité pour de l'énergie éolienne.
- 32% - Pourcentage total d'énergie renouvelable (hydraulique, éolienne et biomasse) qu'Énergie NB prévoit après 2016.

Circonstances extraordinaires

L'année 2009/10 a présenté des défis uniques pour Énergie NB et nos employés, y compris:

L'accord de l'énergie avec Hydro-Québec

Le 29 octobre 2009, le premier ministre du Nouveau-Brunswick, Shawn Graham, et le premier ministre du Québec, Jean Charest ont dévoilé un projet d'accord en vertu duquel Hydro-Québec achèterait la plupart des actifs d'Énergie NB. Un protocole d'entente (PE) décrivant les modalités et les conditions de la transaction proposée a été signé à ce moment-là.

Le 20 janvier 2010, les gouvernements du Nouveau-Brunswick et du Québec ont présenté un protocole d'entente (PE) révisé avec l'intention de finaliser la transaction au plus tard le 31 mars 2010. Dans le cadre de l'accord de l'énergie de la province modifiée avec la province de Québec, Hydro-Québec ferait l'acquisition du système hydraulique, les unités de turbines à combustion de Millbank et Ste-Rose, et la centrale de Point Lepreau après avoir été mise en service. Tous les actifs restants devraient être conservés par Énergie NB, qui continuerait d'être propriétaire de la Corporation de portefeuille Énergie NB, Transport Énergie NB, et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le solde de l'actif Production Énergie NB serait également détenu par une nouvelle société qui sera détenue par la province du Nouveau-Brunswick.

Ces négociations ont déclenché une première en son genre, un débat public avec des milliers de Néo-Brunswickois, ainsi que ceux dans les provinces voisines, qui ont participé à des manifestations, entrevues avec les médias et les sites de réseautage social. Bien que ce fût une période difficile pour les employés en raison du volume des discussions qui ont eu lieu, ils sont demeurés concentrés sur le service à nos clients.

Le 24 mars 2010, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé qu'il ne procéderait pas à un accord d'énergie avec Hydro-Québec. Le premier ministre Shawn Graham a déclaré qu'un certain nombre de questions ont émergé qui aurait trop enlevé certaines parties de la valeur et causé l'augmentation de certains risques pour les Néo-Brunswickois.

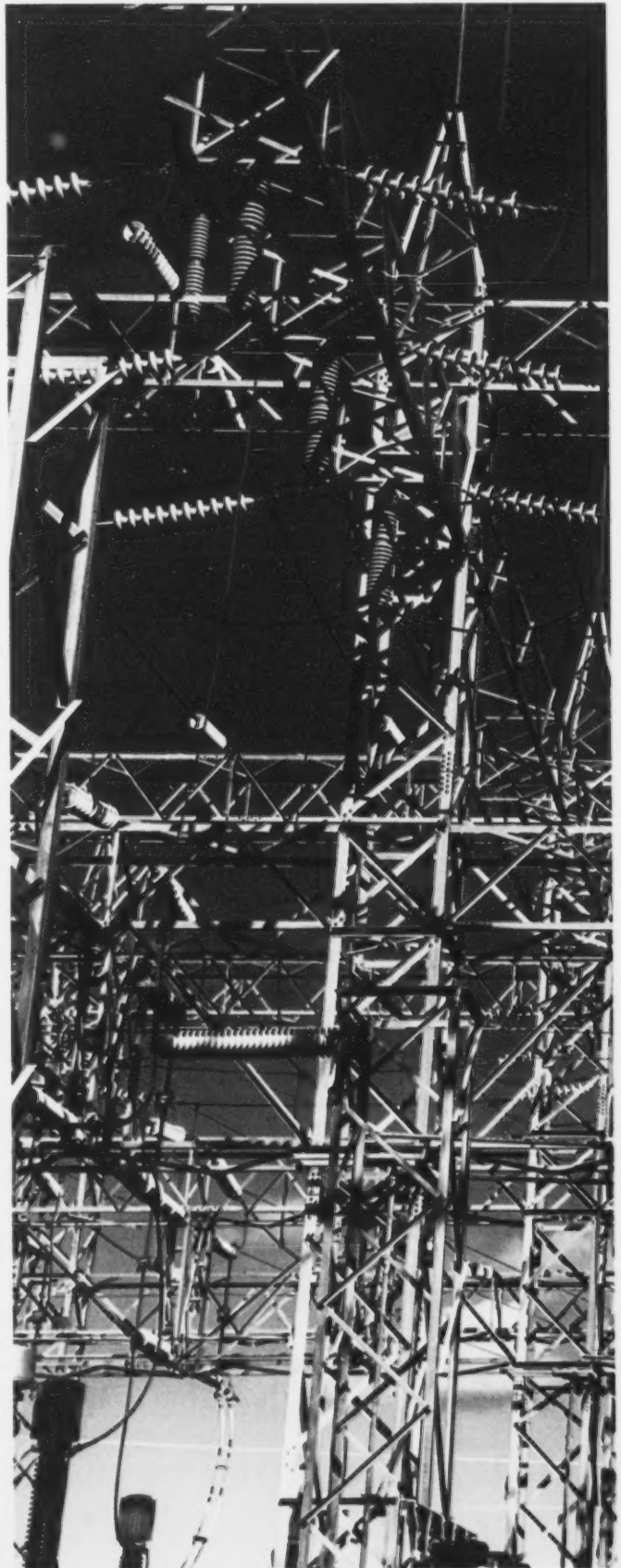
Incident de sécurité à la Centrale de Commutation Highbank

Le 9 mars 2010, il y a eu un incident de sécurité à la Centrale de commutation Highbank au nord de Miramichi. Un employé travaillait lorsqu'un arc s'est produit, conduisant à des blessures graves. L'employé a reçu une évaluation médicale et transporté à Halifax, Nouvelle-Écosse pour un traitement en cours. Il a subi plusieurs interventions chirurgicales et a été transporté à un hôpital du Nouveau-Brunswick. Il a depuis été libéré et continue de recevoir un traitement pour ses blessures.

Énergie NB a soutenu l'employé et sa famille par le biais du programme d'aide aux employés et aux familles lorsqu'il était à Halifax et à son retour. Un(e) Agent(e) du Mieux-être des Employés est également en contact régulier avec l'employé afin de s'assurer que ses besoins sont satisfaits et pour faciliter l'engagement avec le lieu du travail.

La sensibilisation à la sécurité des employés et des clients est une priorité absolue chez Énergie NB. L'incident est toujours sous enquête à la fois par Travail sécuritaire NB et l'équipe de Santé et Sécurité d'Énergie NB.

Cet événement a eu un profond effet sur les employés dans toute la province et a servi comme un rappel important de garder à l'esprit la sécurité dans tout ce que nous faisons, car il n'y a rien de plus important que de se rendre à la maison en toute sécurité.



La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est en cours et continue d'être l'une des priorités pour Énergie NB et Énergie Atomique du Canada Limitée (EACL).

La centrale est la première de la flotte mondiale des réacteurs CANDU-6 à subir une rénovation de cette nature. Tous les projets de cette ampleur font face à des défis - et ce projet n'est pas unique à cet égard.

En septembre 2009, EACL a révisé la date d'achèvement de ses activités de retubage à octobre 2010. EACL a déclaré que cette date d'achèvement n'est plus réalisable. L'installation des tubes de calandre des activités de retubage se révèle d'être l'un des aspects les plus complexes du projet.

Malgré ces défis, les employés ont continué d'atteindre des jalons importants tout au long de l'année, y compris:

- L'achèvement de l'inspection de la cuve du réacteur, avec les résultats confirmant un autre 25 à 30 ans de fonctionnement;
- L'installation avec succès de 760 alimenteurs supérieurs;
- Le remplacement du système d'huile isolante du générateur des échangeurs de chaleur dans un effort pour améliorer l'efficacité du générateur et de réduire notre empreinte écologique;
- Énergie nucléaire NB a atteint plus de 4,5 millions d'heures-personnes sans accidents avec perte de temps et EACL a atteint 2,5 millions heures personne sans accident avec perte de temps;
- Enlever tous les 380 tubes de force au cœur du réacteur; une des étapes les plus complexes de la remise à neuf;
- L'arrivée à bon port du rotor du générateur principal au port de Saint John provenant de l'usine Siemens au Royaume-Uni. Le rotor du générateur principal a ensuite été inséré à son emplacement définitif à l'intérieur du stator du générateur;
- L'arrivée à bon port des deux autres rotors de turbine à basse pression du Royaume-Uni. Les rotors ont été déchargés au port de Saint John et ont été transportés par barge à Duck Cove, où ils ont été mis dans le bâtiment de la turbine pour être réinstallés, et
- Remontage du générateur de la turbine.

Les employés et le personnel supplémentaire restent attachés à ce projet et nous sommes confiants dans leur capacité à remplir l'engagement de réaliser ce projet en toute sécurité et avec qualité. La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau fournira une opération fiable pour les 25 à 30 prochaines années pour nos clients.

?

Où en sommes-nous?

Le 6 août 2010, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a publié un communiqué afin de proposer qu'un processus de médiation soit initié pour régler la question des dépassements de coûts continus sur le projet de remise à neuf de Point Lepreau. Ils ont déclaré qu'EACL a confirmé que la remise à neuf prendra un an ou plus à être complétée en raison des défis auxquels ils font face avec les activités de retubage.

Dans le cadre du processus de solution afin de déterminer la voie à suivre, huit tubes de calandre ont été enlevés et remplacés afin de s'assurer que tous les joints à chaque extrémité des tubes de calandre répondent aux critères d'étanchéité de joint. C'est un pas dans la bonne direction. Nous avons confirmé que 80 tubes de calandre devront être remplacés à ce moment et nous avons commencé ce processus. EACL continue d'analyser les résultats de l'installation réussie des huit tubes de calandre afin de déterminer la bonne solution pour l'achèvement réussie des tubes de calandre restants.



Rester en contact avec nos clients

Comités de la Communauté

Chez Énergie NB, nous comprenons que nous avons un rôle important en tant que dirigeants de la communauté et intendants. En tant que tel, nous avons mis en place un certain nombre de comités de relations communautaires dans la province. Ces comités sont composés d'employés et les membres de la communauté - les éducateurs, les dirigeants municipaux, les amateurs de l'environnement, les premiers intervenants, spécialistes de la sécurité et les dirigeants communautaires. Le comité est co-présidé par un membre de la communauté qui est choisi par les membres du comité de la communauté et un employé d'Énergie NB. Le but de ces comités est de fournir un forum pour recueillir et partager des informations.

Nous avons actuellement des comités dans la région de Belledune, Dalhousie, Grand Lac, Coleson Cove ainsi que d'un comité spécifique à la centrale de Point Lepreau. En mouvement vers l'avant, nous allons établir d'autres comités à Grand-Sault, Woodstock, la rivière Saint John (supérieure et inférieure), le Grand Moncton, etc. qui nous aidera à améliorer les voies de communication avec les clients et les intervenants dans ces domaines.

Accueil à domicile du Nouveau-Brunswick 2009

Pendant des années, les employés ont participé aux accueilles à domicile afin d'établir des relations avec nos clients, discuter de nos produits et services et fournir un service client en face-à-face. En 2009, Énergie NB a participé à un certain nombre d'accueilles à travers la province entre le 13 mars et le 10 mai.

Le thème d'Énergie NB pour les accueilles a été "Connecté à Vous", qui est de servir les clients et d'avoir un effet positif sur leur vie quotidienne. Les représentants sur place à l'accueille avaient des ordinateurs afin qu'ils puissent fournir en temps réel, un service face à face à la clientèle. Les clients étaient encouragés à s'inscrire à la facturation sans papier sur le site.

L'indice de l'expérience du client

Le Service de la recherche à la clientèle et de planification d'entreprise d'Énergie NB a passé les cinq dernières années à travailler avec une firme de recherche et avec notre service de relations et communication d'entreprise afin de mener des recherches auprès des clients d'Énergie NB.

Ensemble, ils ont développé un nouvel indice de satisfaction de la clientèle résidentielle appelée L'Indice de l'Expérience du Client (IEC). Les indices de cette nature sont la norme dans l'industrie des services publics. Énergie NB attribue des moteurs principaux de la satisfaction de la clientèle qui ont été comparés avec d'autres juridictions de l'industrie des services publics, y compris l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), JD Power et les services d'électricité les plus performants en Amérique du Nord.

Les appels sont effectués sur une base continue afin de questionner les clients d'Énergie NB sur leur niveau de satisfaction - les opinions et les attitudes de plusieurs attributs. Les informations recueillies grâce à cette recherche permettent à Énergie NB de mieux comprendre et répondre aux besoins et attentes des clients.

“ Je suis très heureuse de siéger au Comité des relations communautaires d'Énergie NB en raison du fait que j'arrive à savoir exactement ce qui se passe des gens qui sont directement impliqués et les experts dans leur domaine. Sinon, je ne recevrais que les rumeurs qui circulent en ville, donc je suis en mesure de dissiper certaines de ces rumeurs et de leur donner les informations correctes.

— Brenda Firlotte, Co-présidente du Comité des Relations Communautaires à Dalhousie ”



Nick Boles at a home show explaining water heaters

La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est en cours et continue d'être l'une des priorités pour Énergie NB et Énergie Atomique du Canada Limitée (EACL).

La centrale est la première de la flotte mondiale des réacteurs CANDU-6 à subir une rénovation de cette nature. Tous les projets de cette ampleur font face à des défis - et ce projet n'est pas unique à cet égard.

En septembre 2009, EACL a révisé la date d'achèvement de ses activités de retubage à octobre 2010. EACL a déclaré que cette date d'achèvement n'est plus réalisable. L'installation des tubes de calandre des activités de retubage se révèle d'être l'un des aspects les plus complexes du projet.

Malgré ces défis, les employés ont continué d'atteindre des jalons importants tout au long de l'année, y compris:

- L'achèvement de l'inspection de la cuve du réacteur, avec les résultats confirmant un autre 25 à 30 ans de fonctionnement;
- L'installation avec succès de 760 alimenteurs supérieurs;
- Le remplacement du système d'huile isolante du générateur des échangeurs de chaleur dans un effort pour améliorer l'efficacité du générateur et de réduire notre empreinte écologique;
- Énergie nucléaire NB a atteint plus de 4,5 millions d'heures-personnes sans accidents avec perte de temps et EACL a atteint 2,5 millions heures personne sans accident avec perte de temps;
- Enlever tous les 380 tubes de force au cœur du réacteur; une des étapes les plus complexes de la remise à neuf;
- L'arrivée à bon port du rotor du générateur principal au port de Saint John provenant de l'usine Siemens au Royaume-Uni. Le rotor du générateur principal a ensuite été inséré à son emplacement définitif à l'intérieur du stator du générateur;
- L'arrivée à bon port des deux autres rotors de turbine à basse pression du Royaume-Uni. Les rotors ont été déchargés au port de Saint John et ont été transportés par barge à Duck Cove, où ils ont été mis dans le bâtiment de la turbine pour être réinstallés, et
- Remontage du générateur de la turbine.

Les employés et le personnel supplémentaire restent attachés à ce projet et nous sommes confiants dans leur capacité à remplir l'engagement de réaliser ce projet en toute sécurité et avec qualité. La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau fournira une opération fiable pour les 25 à 30 prochaines années pour nos clients.

?

Où en sommes-nous?

Le 6 août 2010, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a publié un communiqué afin de proposer qu'un processus de médiation soit initié pour régler la question des dépassements de coûts continus sur le projet de remise à neuf de Point Lepreau. Ils ont déclaré qu'EACL a confirmé que la remise à neuf prendra un an ou plus à être complétée en raison des défis auxquels ils font face avec les activités de retubage.

Dans le cadre du processus de solution afin de déterminer la voie à suivre, huit tubes de calandre ont été enlevés et remplacés afin de s'assurer que tous les joints à chaque extrémité des tubes de calandre répondent aux critères d'étanchéité de joint. C'est un pas dans la bonne direction. Nous avons confirmé que 80 tubes de calandre devront être remplacés à ce moment et nous avons commencé ce processus. EACL continue d'analyser les résultats de l'installation réussie des huit tubes de calandre afin de déterminer la bonne solution pour l'achèvement réussie des tubes de calandre restants.



Rester en contact avec nos clients

Comités de la Communauté

Chez Énergie NB, nous comprenons que nous avons un rôle important en tant que dirigeants de la communauté et intendants. En tant que tel, nous avons mis en place un certain nombre de comités de relations communautaires dans la province. Ces comités sont composés d'employés et les membres de la communauté - les éducateurs, les dirigeants municipaux, les amateurs de l'environnement, les premiers intervenants, spécialistes de la sécurité et les dirigeants communautaires. Le comité est co-présidé par un membre de la communauté qui est choisi par les membres du comité de la communauté et un employé d'Énergie NB. Le but de ces comités est de fournir un forum pour recueillir et partager des informations.

Nous avons actuellement des comités dans la région de Belledune, Dalhousie, Grand Lac, Coleson Cove ainsi que d'un comité spécifique à la centrale de Point Lepreau. En mouvement vers l'avant, nous allons établir d'autres comités à Grand-Sault, Woodstock, la rivière Saint John (supérieure et inférieure), le Grand Moncton, etc. qui nous aidera à améliorer les voies de communication avec les clients et les intervenants dans ces domaines.

Je suis très heureuse de siéger au Comité des relations communautaires d'Énergie NB en raison du fait que j'arrive à savoir exactement ce qui se passe des gens qui sont directement impliqués et les experts dans leur domaine. Sinon, je ne recevrait que les rumeurs qui circulent en ville, donc je suis en mesure de dissiper certaines de ces rumeurs et de leur donner les informations correctes.

- Brenda Firlotte, Co-présidente du Comité des Relations Communautaires à Dalhousie

Accueil à domicile du Nouveau-Brunswick 2009

Pendant des années, les employés ont participé aux accueilles à domicile afin d'établir des relations avec nos clients, discuter de nos produits et services et fournir un service client en face-à-face. En 2009, Énergie NB a participé à un certain nombre d'accueilles à travers la province entre le 13 mars et le 10 mai.

Le thème d'Énergie NB pour les accueilles a été "Connecté à Vous", qui est de servir les clients et d'avoir un effet positif sur leur vie quotidienne. Les représentants sur place à l'accueille avaient des ordinateurs afin qu'ils puissent fournir en temps réel, un service face à face à la clientèle. Les clients étaient encouragés à s'inscrire à la facturation sans papier sur le site.

L'indice de l'expérience du client

Le Service de la recherche à la clientèle et de planification d'entreprise d'Énergie NB a passé les cinq dernières années à travailler avec une firme de recherche et avec notre service de relations et communication d'entreprise afin de mener des recherches auprès des clients d'Énergie NB.

Ensemble, ils ont développé un nouvel indice de satisfaction de la clientèle résidentielle appelée L'Indice de l'Expérience du Client (IEC). Les indices de cette nature sont la norme dans l'industrie des services publics. Énergie NB attribue des moteurs principaux de la satisfaction de la clientèle qui ont été comparés avec d'autres juridictions de l'industrie des services publics, y compris l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), JD Power et les services d'électricité les plus performants en Amérique du Nord.

Les appels sont effectués sur une base continue afin de questionner les clients d'Énergie NB sur leur niveau de satisfaction - les opinions et les attitudes de plusieurs attributs. Les informations recueillies grâce à cette recherche permettent à Énergie NB de mieux comprendre et répondre aux besoins et attentes des clients.



Nick Boles at a home show explaining water heaters

Strengthening our Partnerships

SHAD Valley

En 2009, Énergie NB a renouvelé son partenariat avec Shad Valley, un programme national d'enrichissement d'été pour les jeunes, mettant l'accent sur les sciences, la technologie et l'esprit d'entreprise, pour une période supplémentaire de cinq ans. Dans le cadre de la convention renouvelée, qui se déroulera jusqu'en 2014, Shad Valley fournira à Énergie NB quatre étudiants pour participer au programme de stage d'un mois chaque année à partir de 2009 jusqu'en 2014.

Ils aideront aussi à Énergie NB à l'embauche de quatre anciens pour les stages à Énergie NB.

L'initiative Lumières à travers la Province

Énergie NB est fier d'appuyer de nouveau la Commission de la Capitale Provinciale du Nouveau-Brunswick (CCPNB) et de l'Initiative Lumières à travers la Province, ce qui permet d'encourager les municipalités à utiliser les lumières LED pour l'éclairage de fêtes.

Depuis qu'elle a été introduite, 78 collectivités ont participé à cette initiative et un total de 3905 chaînes de lumières LED ont été distribués dans toute la province. L'éclairage du grand arbre en face de l'Assemblée législative du Nouveau Brunswick du 4 décembre 2009 a été une célébration à l'échelle provinciale, comme les collectivités de la province qui se sont joints à l'éclairage de leurs arbres municipaux le soir même.

Credit Counselling Services of Atlantic Canada

Au cours des dernières années, Énergie NB et Credit Counselling Services of Atlantic Canada (CCSAC) ont travaillé ensemble pour aider les représentants du service à la clientèle avec les clients qui éprouvent des difficultés financières.

Le 25 janvier 2010, Énergie NB et CCSAC a lancé un partenariat info radio appelé «budgétisation 101». Les stations de radio partout dans la province ont tenu des jeux-questionnaires tous les jours et offert à leurs auditeurs la possibilité de gagner une carte cadeau de 50 \$ d'Énergie NB s'ils pouvaient répondre correctement aux questions relatives à la budgétisation et les finances personnelles. Les auditeurs ont également été invités à visiter les sites Web des stations de radio pour la « Budgétisation 101 » pour l'astuce du jour et le site Web d'Énergie NB pour lire des conseils de conservation ou nos options libre-service.



Des étudiants du programme Shad Valley participent à une table ronde sur la conservation de l'énergie.

Les institutions postsecondaires

Énergie NB a tenu des partenariats pilotes avec les facultés de génie de l'Université du Nouveau-Brunswick et l'Université de Moncton afin d'attirer de nouveaux employés. L'objectif est de satisfaire les besoins occasionnels avec des étudiants et de démontrer qu'Énergie NB est un employeur de choix. Énergie NB leur offre une transition en douceur entre l'école et le travail en participant à un plan de croissance personnelle basée sur la préparation au travail, un outil psychométrique appelé Pathfinder et notre stratégie des ressources humaines.

Centre for Nuclear Energy Research

Le Centre for Nuclear Energy Research a établi un partenariat avec Énergie NB pour créer un programme de préparation nucléaire qui aidera tous les nouveaux employés à la centrale de Point Lepreau de comprendre la fonction de base d'un travailleur du secteur nucléaire. Les étudiants de partenariat de la centrale pilotent cette nouvelle approche d'apprentissage.



Monteurs de lignes, Région du Centre.

Avoir des Gens à Leur Meilleur

Première Journée d'apprentissage annuelle d'Énergie NB

Le 22 septembre 2009, Énergie NB a accueilli notre première journée d'apprentissage annuelle. Les employés ont été invités à réfléchir à ce qu'ils voulaient apprendre, ce dont ils avaient besoin d'apprendre et comment ils voulaient apprendre ce qui se rapportait à eux et à Énergie NB. Le 22 septembre 2009, les employés ont pris un certain temps, même si ce n'était à peine 15 minutes, pour en savoir plus sur quelque chose qui les intéresse.



Cindy Morehouse élabore son plan d'apprentissage personnel avec Karen Taylor.



Fredrick Wangabomwengabo de l'Association multiculturelle de Fredericton, Paul Thériault, vice-président, Ressources humaines et Xenia Morales, à l'entrée du siège social, sensibilisent les employés à la discrimination raciale.

Célébrer la diversité raciale

Le 17 mars 2009, les employés d'Énergie NB ont été encouragés à prendre un moment pour réfléchir à comment ils peuvent soutenir l'élimination de la discrimination raciale dans leur communauté et en milieu de travail. L'événement a été à l'appui de la Journée internationale pour l'élimination de la discrimination raciale de l'Organisation des Nations Unies le 21 mars.

Le Comité de Planification de Pandémie d'Énergie NB surveille et répond à la situation H1N1

En raison de leur vaste planification et de la formation, le Comité de planification en cas de pandémie d'Énergie NB a été en mesure de réagir efficacement lorsque le virus H1N1 commença à se répandre dans tout le Mexique, les États-Unis, au Canada et à travers le monde.

Les membres se sont réunis pour partager des informations actuelles sur le virus au niveau mondial, national et provincial en vue de prendre les meilleures décisions possibles pour protéger les employés et leurs familles. Les mises à jour quotidiennes ont été envoyées par courrier électronique et notre ligne d'urgence, afin de maintenir les employés à jour sur ce qu'il faut savoir au sujet de leur mieux-être.

En novembre 2009, l'équipe de Planification de Pandémie d'Énergie NB a aidé la province du Nouveau-Brunswick par la tenue de trois cliniques de vaccination public. Plus de 700 membres du public ont été vaccinés dans ces cliniques. Le ministère de la Santé a remercié Énergie NB pour son aide lors de sa phase critique de la vaccination.

En décembre, plus de 2.400 employés sur 22 sites à travers la province ont été vaccinés dans 12 jours.

Les membres de l'équipe ont été contactés par d'autres services publics et les entreprises qui cherchaient des conseils, des stratégies et des informations sur la réponse H1N1 d'Énergie NB.



Kim Gordon et Erik Matchett se penchent sur des cas de H1N1 partout en Amérique du Nord.

Prêter main-forte

Les employés trouvent des moyens pour soutenir le peuple d'Haïti

Les employés sont passés à l'action pour aider le peuple d'Haïti à la suite d'une des pires catastrophes naturelles dans l'histoire. Ensemble, ils ont appuyé de nombreuses initiatives et les organismes de bienfaisance, contribuant aux efforts de secours et de relèvement en Haïti, y compris les dons en argent pour Team Canada Healing Hands (dans laquelle la Fraternité internationale des ouvriers en électricité a fait don de 1,00 \$ par membre), les dons de vêtements, chaussures et de fournitures ainsi que le parrainage d'enfants.

Les employés soutiennent des organismes de bienfaisance locaux

Nos employés sont reconnus pour redonner à leurs collectivités et d'aider ceux dans le besoin. En 2009, ils ont passé d'innombrables heures en dehors du travail soutenant de nombreuses causes louables, y compris:

- Fondation Canadienne du Cancer du Sein
- Les banques alimentaires locales
- Régate de Barques-Dragons de Saint John à l'appui de la Fondation de l'hôpital St. Joseph
- Centraide
- L'Armée du Salut
- Le Département des Services à la Famille du Restigouche
- La Parade de Noël annuelle de Dalhousie
- La levée de fonds Anges de Noël
- Le Centre de ressources communautaires Minto
- La Campagne Harbour Lights de la CBC
- La Société de la sclérose en plaques
- La Fondation canadienne du rein
- La Croix-Rouge canadienne
- Appuyer l'alphabétisation à l'école de Keswick Ridge
- parrainer un enfant en vertu du Plan du Canada
- Soutenir les familles locales dans le besoin



Frances Seely, membre de l'équipe NB Power for the Cure, montre du chili vendu au siège social pour appuyer le travail de TCHH en Haïti.



Une mention spéciale a été accordée à une des employées d'Énergie NB, Sue Leslie, le 11 décembre 2009, quand elle a été nommée Maritimer de la semaine par CTV Live at 5 pour son implication de longue date dans la campagne de financement des Anges de Noël. L'argent qu'elle a soulevé a été utilisé pour acheter des cadeaux pour les enfants dont les familles sont des clients de la Banque alimentaire de Fredericton. Elizabeth Thurber remet le prix. (à droite)



Mettre l'accent sur la sécurité

Sécurité publique

Chez Énergie NB, la sécurité de nos clients et nos employés est notre première priorité. C'est pourquoi, en plus de nos propres programmes de sécurité, nous avons joint nos forces avec d'autres organismes communautaires pour éduquer les Néo-Brunswickois sur l'électricité.

Nous avons fait cela parce que nous comprenons que l'utilisation non sécuritaire de l'électricité peut être mortelle. En travaillant ensemble et atteindre les gens dans le milieu de travail, à domicile, et partout où ils entrent en contact avec l'électricité, nous savons que nous pouvons dissiper les mythes, promouvoir une meilleure compréhension et aider à prévenir les accidents d'origine électrique, de blessures et de décès.

En 2009, Énergie NB a lancé sa campagne annuelle de sensibilisation à la sécurité pour aider à éduquer et protéger les enfants du Nouveau-Brunswick.

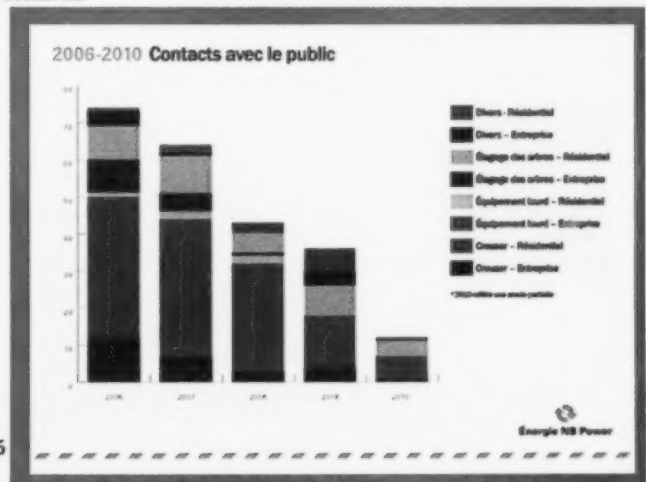
XCord Game Zone est un jeu en ligne qui vise à être en sécurité autour de l'électricité tout en faisant participer les enfants à travers une variété de jeux interactifs. La popularité de ce jeu est démontrée par les résultats. Avec des jeux étant joués à plus de 20.000 fois tout au long de l'année scolaire, nos messages de sécurité atteignent nos enfants de toute la province.

Des membres spécialement formés de l'équipe d'Énergie NB sont également disponibles pour visiter les salles de classe à travers la province avec des présentations ciblées qui favorisent la compréhension et de minimiser les risques de blessures de contact électrique.

En plus d'éduquer les enfants, nous offrons également les services suivants aux entrepreneurs du Nouveau-Brunswick:

- Localisation et marquage du câblage souterrain
- Mise hors tension et à isolation des lignes aériennes
- Lever les lignes aériennes
- Fourniture de panneaux d'avertissement pour les zones à risque

L'efficacité de nos campagnes de sécurité est démontrée par la réduction significative du nombre de contacts avec le public depuis 2006 (voir le diagramme).



Nouveau système de notification d'urgence pour les résidents de la région de Point Lepreau

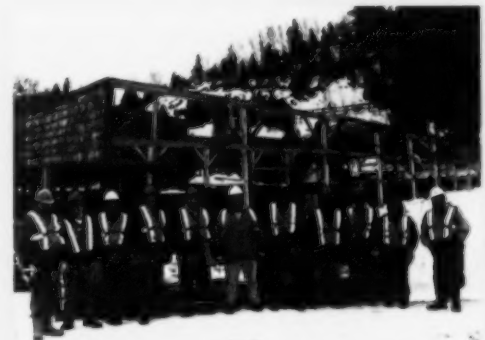
Dans un projet entre le ministère de l'Organisation des mesures d'urgence de la Sécurité publique du Nouveau-Brunswick (OMU NB) et Énergie NB, les résidents de la région de Point Lepreau ont reçu un système de notification d'urgence plus sensible en 2009.

Le système d'alerte de Point Lepreau donne aux résidents la possibilité de recevoir la notification d'urgence concernant la centrale de Point Lepreau par fax, téléphone, cellulaire, courriel ou SMS (short message service). En cas d'urgence, il livrera un message dans l'ordre de préférence des habitants, et continuera à le faire jusqu'à ce qu'il reçoive la confirmation que le message a été reçu.

La Première Nation de Tobique et Énergie NB travaillent ensemble pour démolir en toute sécurité des installations d'élevages vacants. Au début de février 2010, les membres de la Première Nation de Tobique et les employés d'Énergie NB ont formé un partenariat pour compléter la démolition en toute sécurité d'une installation d'élevage de poissons vacant juste en dessous de la centrale de Tobique.

Énergie NB a effectué une inspection de l'installation et il a été déterminé qu'il y avait plusieurs problèmes de sécurité avec l'installation y compris du matériel qui tombait, des trous ouverts et du débris autour du site. Il a été déterminé que les bâtiments doivent être démolis et le site nettoyé.

Plusieurs réunions ont eu lieu entre la Première Nation de Tobique et Énergie NB pour obtenir une meilleure compréhension de ce qui était requis pour un projet de cette nature. Une offre a été présentée, examinée et accordée, les travaux débiteront à la fin de décembre 2009.



La Première Nation de Tobique et Énergie NB travaillent ensemble pour démolir en toute sécurité des installations d'élevages vacants.

Allant au-delà de l'appel de devoir

Des employés d'Énergie NB sont reconnus par la Gouverneure Générale du Canada pour le sauvetage d'un conducteur blessé
Le 27 avril 2009, cinq employés d'Énergie NB ont été reconnus pour sauver la vie d'un conducteur blessé dans le nord du Nouveau-Brunswick.

Le 10 novembre 2004, des employés conduisaient entre Bathurst et Eel River quand ils sont arrivés sur un accident impliquant deux véhicules. Une fourgonnette a roulé sur son toit et était en feu. Les employés sont entrés en action et ont utilisé des extincteurs pour maintenir le feu sous contrôle jusqu'à ce qu'ils puissent libérer l'homme de la fourgonnette. L'équipage ont assisté au conducteur et prodigué les premiers soins jusqu'à l'arrivée des secours.

« Ces hommes représentent le courage et la bravoure de premier ordre », a déclaré le lieutenant-gouverneur Chiasson, dans la présentation de l'attribution du nom de Son Excellence, la très honorable Michaëlle Jean, gouverneure générale du Canada. « Je suis fière de reconnaître leurs efforts, parce que leurs actions font preuve de leadership, d'honneur et la base de notre société à visage humain »



Luc Bujold - Monteur des lignes sous tension, Daniel Doiron - Surveillant, Entretien des lignes de Transport, René Doucette - Monteur des lignes sous tension, Rod Trenholm - chef d'équipe et Glen Worrall - Monteur des lignes sous tension avec une recommandation pour un acte de grand mérite pour avoir fourni une assistance à d'autres de façon courageuse.

Employés reconnus par la force policière de Fredericton

Un releveur de compteurs d'Énergie NB, qui est un ancien membre de la Force policière auxiliaire de Fredericton, accompagnait un ancien collègue sur une patrouille de fin de semaine durant l'été 2009, lorsqu'un homme a eu besoin d'attention médicale. Il a utilisé sa formation de secourisme pour sauver la vie de l'homme en aidant à contrôler le saignement d'une blessure jusqu'à ce que les responsables des secours soient arrivés.

L'employé a reçu un certificat de mérite pour ses actions par la police de Fredericton. Le certificat va à un citoyen quand, de leur propre initiative, et en face du danger réel ou appréhendé, aide la police dans la prévention d'un crime, l'arrestation ou de tenter d'appréhender un délinquant, ou fait une tentative de sauver des vies.

Énergie NB reconnaît la sécurité des employés

En 2009, plusieurs prix de sécurité ont été distribués aux employés en reconnaissance de leurs efforts. Il s'agit notamment de:

Un concepteur de ligne de transport, qui voyageait de Fredericton à Moncton est arrivé sur la scène d'un terrible accident de voiture sur l'autoroute Transcanadienne. Il a immédiatement pris des mesures, en aidant les premiers intervenants de localiser les membres de la famille. Étonnamment, aucun des passagers ont été grièvement blessés. Les prémédiques qui étaient dans la région pour de la formation se sont arrêtés sur les lieux et administré les premiers soins en utilisant la trousse du véhicule d'Énergie NB. Après l'incident, l'employé a conduit la famille à une station d'essence à proximité, où les membres de la famille les ont ramassés.



De gauche à droite: le chef de police de Fredericton MacKnight Barry, Trevor Smith et le conseiller municipal Scott McConaghy, qui est président du comité de sécurité publique et de l'environnement.

Le groupe Services de Transport, qui a reçu le Prix commémoratif Troy Hicks pour deux années consécutives. Le Prix Troy Hicks a été créé en mémoire de Troy Hicks, Monteur des lignes sous tension d'Énergie NB qui a été électrocuté au travail le 7 novembre 1992. Il a été décerné chaque année depuis 1997 par Énergie NB afin de reconnaître la meilleure performance de sécurité globale d'une région de Distribution ou des services de Transport, en fonction des réunions du comité mixte de santé et de sécurité (CMSS), le nombre de réunions de contrôle des pertes et la fréquence et la gravité des accidents avec perte de temps (APT).

Investir dans l'énergie propre

Achèvement du parc éolien de Caribou

En octobre 2009, le Parc Éolien Caribou, situé à environ 60 kilomètres à l'ouest de Bathurst, a commencé à fonctionner. Le parc éolien, exploité par SUEZ Energy, dispose de 33 turbines d'une capacité de 99 mégawatts, ce qui est suffisant pour alimenter autant de 19.000 foyers du Nouveau-Brunswick. Chaque turbine se compose d'une tour de 80 mètres, de longues lames de 45 mètres et une nacelle (enceinte qui contient les composants de production) qui est la taille d'un autobus.

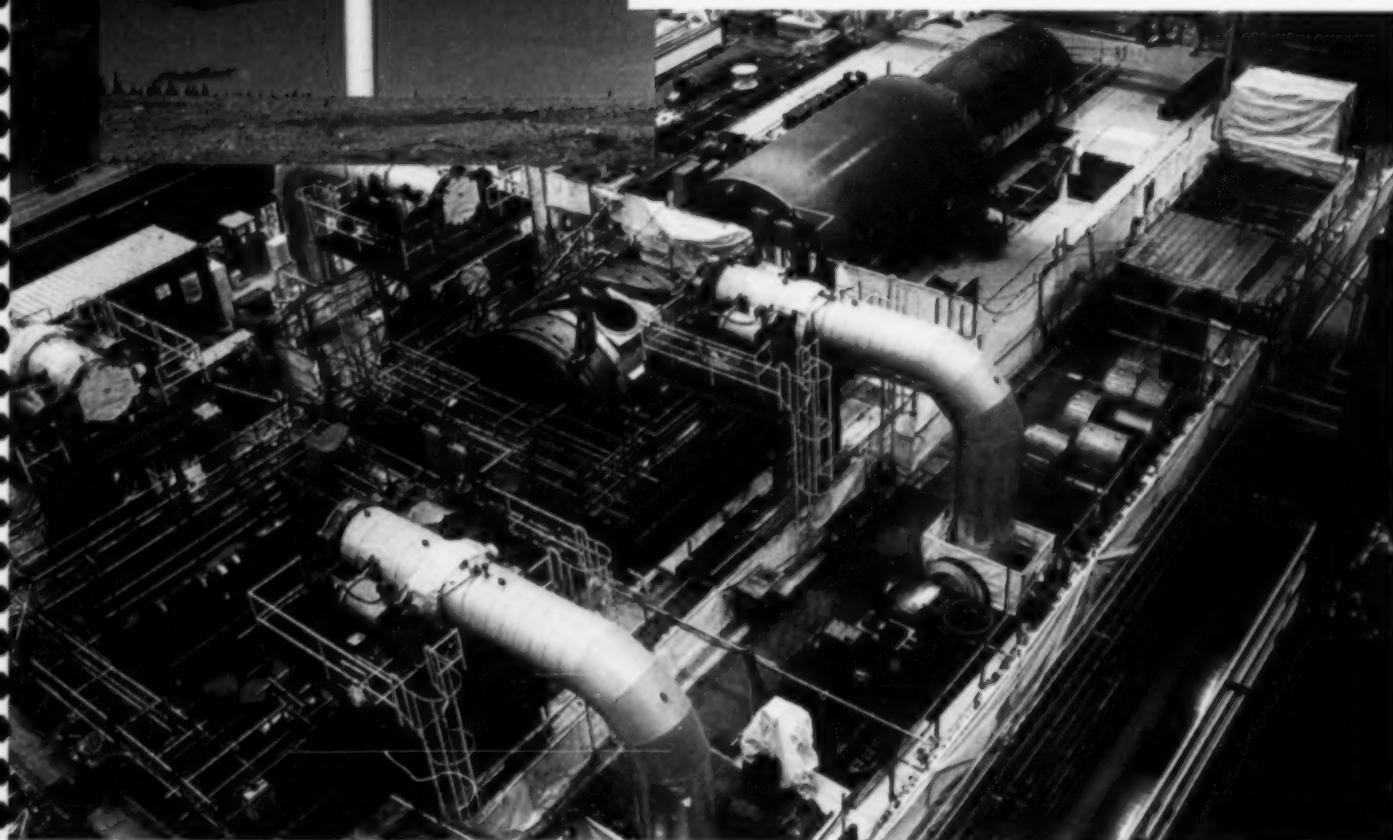
Inauguration du Parc Éolien de Kent Hills

L'inauguration officielle du Parc Éolien de Kent Hills, exploité par TransAlta Wind, a eu lieu le 11 mai 2009.

Le parc éolien de 96 mégawatts, située à 32 kilomètres au sud-sud-ouest de Moncton, produit assez d'électricité pour alimenter environ 17.000 foyers. Cela représente une réduction de 280.000 tonnes de gaz à effet de serre qui seraient autrement produits par an pour produire cette quantité d'électricité provenant des centrales thermiques.

La Centrale de Point Lepreau

Alors que la centrale de Point Lepreau est actuellement l'objet d'une remise à neuf, il contribue de manière significative vers l'objectif de limiter le CO₂ et les émissions de gaz à effet de serre au Nouveau-Brunswick pendant son fonctionnement. Depuis l'exploitation commerciale en 1983, l'énergie produite par la centrale de Point Lepreau a généré un total cumulé de plus de 114.963.000 MWh d'électricité, ce qui signifie le déplacement de l'équivalent d'environ 162 millions de barils de pétrole, évitant ainsi les émissions d'environ 88,6 millions de tonnes de CO₂.



Trouver des solutions innovantes

Le contrôle de charge pour la clientèle des provinces maritimes pour le projet d'intégration du vent NB Power investira environ 3,6 M \$ en nature pour un projet pilote "smart grid" de quatre ans intitulé "Le contrôle de charge pour la clientèle pour le projet d'intégration du vent".

Ce projet a été l'un des 19 projets retenus pour un financement par le Programme du Fonds pour l'énergie propre du gouvernement du Canada en janvier 2010. En outre, le ministère de l'Environnement fournira également Énergie NB avec 2,4 millions \$ pour soutenir ce projet.

En collaboration avec Nova Scotia Power, Maritime Electric, Saint John Energy, ainsi que l'Exploitant du Réseau du Nouveau-Brunswick et l'Université du Nouveau-Brunswick, le projet fera appel à une grappe de technologies novatrices afin de fournir une action rapide des services auxiliaires pour l'intégration du vent, par le contrôle de la charge commercial et résidentielle sans affecter le client.

Ce projet pilote est une première en son genre et en cas de succès pourrait nous permettre de mettre en œuvre le vent supplémentaire ou d'autres ressources renouvelables et réduire les gaz à effet de serre tout en continuant à fournir à nos clients avec une énergie sans faille.

Où en sommes-nous?

Le contrôle de charge pour la clientèle du projet d'intégration du vent des provinces maritimes a été renommé 'PowerShift Atlantique'.

Le nom de PowerShift Atlantique a été choisi pour tenir compte du fait qu'ils explorent le potentiel de passer à un nouveau type de système d'alimentation.

Le 23 juillet 2010, l'honorable Keith Ashfield, ministre du Revenu National, ministre de l'Agence économique du Canada atlantique et ministre de la Porte de l'Atlantique, a annoncé que PowerShift Atlantique recevra jusqu'à 15, 900,000 \$ par le biais de Ressources naturelles Canada (RNCAN) du fonds pour l'énergie propre. RNCAN surveillera le projet car il ya un grand potentiel pour étendre ce programme au reste du Canada s'il est couronné de succès.



Gaetan Thomas d'Énergie NB, Alan Richardson de NS Power, le député Keith Ashfield et Luchen Chang de l'Université du Nouveau-Brunswick posent après l'événement.

**POWER
SHIFT** ATLANTIC
ATLANTIQUE
An energy research project • Un projet de recherche sur l'énergie

Réduction des émissions

Véhicules hybrides

En 2009, sept nouveaux véhicules hybrides ont rejoint les rangs de ses 10 hybrides et une camionnette demie tonne d'Énergie NB.

La combinaison de l'énergie propre d'un moteur électrique avec la capacité à long terme d'un moteur à essence fait des hybrides un choix intelligent pour la flotte d'Énergie NB. L'une des caractéristiques des véhicules hybrides est que le moteur à essence s'arrête automatiquement lorsque la voiture s'arrête. Cela aide aussi à économiser le carburant et les rend très silencieux à l'arrêt. Le moteur à essence est automatiquement activé lorsque vous appuyez sur la pédale d'accélérateur.

Les hybrides émettent moins d'émissions toxiques par rapport aux véhicules conventionnels à essence. Cela les rend respectueux de l'environnement, cause moins de pollution et rejets de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

Stratégie de réduction des combustibles

Énergie NB a lancé un projet de deux ans en partenariat avec Ressources naturelles Canada et la firme de recherche FPInnovations pour aider à réduire les émissions de CO₂ de la flotte de véhicules d'Énergie NB.

Ce projet a plusieurs objectifs afin d'aider à réduire notre empreinte écologique, y compris:

- comprendre comment la flotte consomme le carburant;
- l'élaboration d'un programme visant à réduire la consommation de carburant des véhicules d'Énergie NB;
- l'élaboration d'options d'achat de carburant basée sur l'efficacité pour la flotte de véhicules d'Énergie NB;
- l'élaboration d'un programme de formation du conducteur pour les opérateurs de tous les véhicules d'Énergie NB;
- l'éducation de tous les opérateurs des véhicules d'Énergie NB sur les méthodes pour réduire la consommation de carburant et
- l'introduction d'une nouvelle politique du véhicule au ralenti.

En 2009, nous avons atteint plusieurs jalons, dont la finalisation des contrats avec le gouvernement fédéral et FPInnovations pour commencer le projet, l'identification de 25 camions pour participer au projet, ainsi que la sélection du matériel à installer dans les véhicules afin de suivre la consommation.



Fermeture de la centrale de Grand Lac et NB Coal Ltd

En septembre 2009, Énergie NB a annoncé que la centrale de Grand Lac fermera lorsque sa licence d'exploitation prendra fin en juin 2010. En conséquence de la fermeture de son seul client, NB Coal Ltd a fermé en décembre 2009.

Bien que ce fussent des actifs fiables et forts pour Énergie NB, ils étaient venus à la fin de leur durée d'exploitation. La centrale de Grand Lac est un établissement vieillissant et face à de nombreux défis environnementaux et économiques. En raison de la nature du charbon extrait à Minto, en en attente de la réglementation environnementale fait qu'il n'était pas rentable de continuer d'exploiter NB Coal et la centrale de Grand Lac au-delà de son permis d'exploitation actuel.

La fermeture de la centrale de Grand Lac conduira à une réduction d'environ 300.000 tonnes de CO₂, 22.000 tonnes de SO₂, de 850 tonnes de NO_x, 90 tonnes de mercure et 80 tonnes de matières particulaires chaque année.

Énergie NB a travaillé en étroite collaboration avec les employés et les membres de la communauté pour les informer des activités de déclassement liées à la fermeture.

“ Tout au long de ce processus, Énergie NB a été très flexible et nous avons travaillé ensemble pour veiller à ce que ce fut une transition en douceur pour moi, dit-elle. "Je suis très heureuse que j'ai été encouragé à poursuivre cette nouvelle opportunité et j'ai reçu une formation et du mentorat en chemin. Les employés de la centrale de Grand Lac sont comme une famille et je suis heureuse que dans le cadre de mon nouveau rôle, notre travail a continué à nous tenir connecté.

-Heidi Northrup

Heidi Northrup a travaillé au service du contrôle chimique à la centrale de Grand Lac depuis plus de 16 ans. Elle a été secondée au département du transport à l'automne 2008 et est maintenant à temps plein comme coordonnatrice de la réglementation et de l'environnement à Fredericton.

Journée de la terre

Samedi, le 27 mars 2010, Énergie NB a encouragé tous les Néo-Brunswickois à participer à la Journée de la terre, une initiative visant à sensibiliser sur le changement climatique et l'impact que chaque individu peut avoir à effectuer un changement.

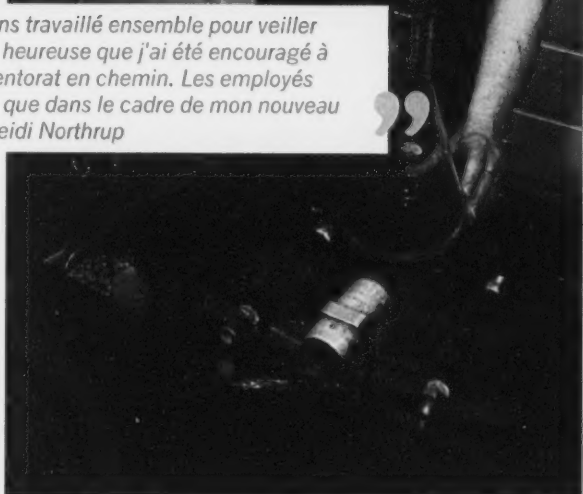
Les Néo-Brunswickois ont relevé le défi et ont réduit leur consommation d'électricité de 18 mégawatts pour l'heure. C'est équivalent à fermer environ 360.000 lumières.

Jour de l'arbre

2009 a marqué la 19^e année consécutive que les employés d'Énergie NB ont démontré leur engagement à leurs communautés et l'environnement en célébrant le Jour de l'arbre.

Les arbres contribuent à l'environnement en éliminant les émissions de CO₂ de l'air, produisant de l'oxygène et la réduction des polluants et l'érosion des sols. Les «espaces verts» créées par les arbres en milieu urbain peuvent avoir d'autres avantages en augmentant la valeur des biens, filtration de l'air et même fournir un habitat pour les petits oiseaux et les animaux.

En plus d'aider l'environnement, le Jour de l'arbre est aussi une excellente occasion pour Énergie NB à travailler avec le public et de leur fournir les informations concernant la plantation sous des lignes électriques aériennes. En adoptant une approche proactive de planification, les avantages sont la protection du public, en gardant les lumières allumées et de contribuer au mieux-être de nos collectivités.



Le Bureau de district de Rothesay a participé à « La journée de l'arbre ». Le superviseur de la Gestion de la végétation, Stephen Law, et un étudiant employé d'été (Approvisionnement), Jason Demerchant, plantent un marronnier sur le terrain du bureau.

L'éducation de nos jeunes

Deuxième défi annuel de l'éducation de la conservation du Jour de la Terre

Énergie NB s'est engagée à renseigner les clients sur l'importance de la conservation de l'énergie, et une façon de faire c'est de nous connecter avec la jeunesse du Nouveau-Brunswick.

En Février 2009, Énergie NB a lancé le deuxième défi annuel de l'éducation de la conservation du Jour de la Terre. Les élèves de sixième année dans toute la province ont été invités à démontrer comment leur classe prendrait des mesures pour économiser l'électricité ou de démontrer une connaissance sur la façon dont les projets d'énergie renouvelables peuvent bénéficier le Nouveau-Brunswick. Un total de 18 écoles à travers le Nouveau-Brunswick ont reçu le prix Jour de la Terre.



Les élèves de l'école Quispamsis Middle School qui affichent leur chèque du Défi annuel de formation en conservation pour le Jour de la Terre.

Le projet pilote du Fundy High School

En 2009, Énergie NB a travaillé avec la Commission scolaire du District 10 à l'appui d'une classe pour une nouvelle étude indépendante au Fundy High School, à St. George. Les élèves de la classe ont travaillé sur un projet intitulé Génération Énergie.

En juin, deux élèves de 12e année à la Fundy High School ont présenté les résultats de leur projet Génération Énergie, qui consistait en une étude de quatre mois en profondeur sur les moyens d'économiser l'énergie à l'école. Les étudiants ont réunis de nombreuses données provenant de diverses régions de l'école et ont été en mesure de déterminer où de grandes quantités d'énergie sont gaspillées. Après avoir effectué une vérification des deux tiers de l'école, ils ont pu recommander des façons comment le Fundy High School peut réduire sa consommation d'énergie.

Programme de Badge des associations de Guides et Scouts

Le Traducteur d'entreprise d'Énergie NB a remporté la médaille d'or pour nos Jeux Olympiques de conservation, dans lequel les employés ont été invités à chercher des moyens d'inciter les écoles, les employés, les collectivités et les clients dans des initiatives liées à la conservation.

La Responsable de Compte d'Énergie NB a travaillé avec le gagnant afin d'élaborer un programme pour les différents niveaux des associations de Guides et Scouts - Sparks / Beavers, Brownies / Cubs, Guides / Scouts, Pathfinders / Venturers and Rangers / Rovers / Adults.

En mars 2010, la 3rd Woodstock Scouts est devenue la première troupe de scouts à compléter le défi au Nouveau-Brunswick. L'unité du Traducteur d'entreprise, la 3rd Nashwaaksis Sparks, ont participé au programme en travaillant avec les 1st Nashwaaksis Guides. En outre, le 14th Moncton Pathfinders ont rempli les conditions nécessaires pour gagner des badges.



Trois membres des 3e sparks de Nashwaaksis fêtent leur badge du Défi de conservation.



Nous avons décidé que notre troupe allait participer au Défi d'économie d'électricité parce que, comme la plupart des troupes scouts, nous croyons fermement à la protection de l'environnement. Nous voulions que nos garçons deviennent plus conscients de la quantité d'énergie qu'il faut pour faire fonctionner les articles ménagers et nous avons également pensé qu'il serait intéressant d'explorer quelques-unes des sources d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice et solaire... Nos sincères remerciements à Énergie NB pour le développement de cette activité qui peut être complété par les Beavers/ Cubs/Scouts/Venturers/Rovers et leurs homologues en Guidage.

- Chef Scout Debra Daye

Garder un œil sur les choses

Surveillance de rayonnements

Nos employés du Service de Radioprotection sont chargés de gérer notre programme de surveillance de rayonnements dans l'environnement à la centrale de Point Lepreau.

En 2009, il y a eu 1943 analyses effectuées sur 1349 échantillons pour surveiller le rayonnement environnemental autour de Point Lepreau et de toute la province en général. Il y a eu 628 analyses effectuées sur 402 autres échantillons, y compris 439 analyses sur 293 échantillons d'assurance de la qualité.

Les analyses indiquent que la dose de rayonnement à partir des émissions de la centrale de Point Lepreau continue d'être bien en dessous de la limite de dose du public (1000 micro sieverts par an), et également bien en dessous de la cible de conception et d'exploitation pour la centrale Point Lepreau (50 micro sieverts par an).

Pour obtenir une copie du rapport «données de la surveillance du rayonnement 2009», veuillez contacter Kathleen Duguay, Chef des Affaires publiques, au 506-659-6433.

Les estimations indiquent que les personnes les plus exposées ont reçu 23,5 microsieverts des décharges de Point Lepreau au cours de 27 ans. L'exposition moyenne qu'une personne reçoit des matières radioactives dans la nature est 2000-5000 microsieverts par an. Par conséquent, les personnes les plus exposées près de la centrale reçoivent à partir de la nature la même quantité de dose de rayonnement tous les deux à quatre jours qu'ils ont reçus des décharges de la centrale au cours de 27 ans.

Ces chiffres représentent une estimation conservatrice (élevé) de la dose de rayonnement reçue par les membres les plus exposés du public en raison de décharges de matières radioactives de la centrale de Point Lepreau. Les décharges sont contrôlées et surveillées en permanence.

Projet RAG de la Centrale de Mactaquac

Les structures en béton de la Centrale de Mactaquac sont touchés par une réaction chimique appelée réaction alcali-granulat (RAG). RAG cause le béton d'élargir plaçant ainsi un stress sur les pièces intégrées et un mauvais alignement des composantes d'opération importantes. Le problème RAG fut découvert au milieu des années 1980.

Depuis ce temps, Énergie NB a entrepris un vaste programme d'entretien pour assurer le fonctionnement fiable et sûr de la centrale. Une équipe de projet d'employés d'Énergie NB et de consultants sont responsables pour les travaux de réparation. La surveillance de leur travail est assurée par une commission indépendante de contrôle (des experts internationaux), qui rend compte régulièrement à la haute direction d'Énergie NB.

Ce défi n'est pas unique comme il ya 140 structures hydro au monde entier qui font face au même problème.

Points de référence nationaux

Énergie NB est un participant actif et engagé dans le programme de l'électricité de durabilité de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ). Un résumé des indicateurs de développement durable d'Énergie NB pour 2009 se trouve ci-dessous. Vous pouvez également en savoir plus sur le programme de l'électricité durable de l'ACÉ en visitant <http://www.sustainableelectricity.ca/fr/vue-d'ensemble-du-programme.php>.

Énergie NB a également été membre du Comité TI du Energy Utilities Costing Group (EUCG) pour les trois dernières années. Nous sommes activement impliqués dans leurs exercices de Points de référence TI. En 2009, nous avons participé à un exercice de Points de référence, travaillé sur une équipe de collecte des données et examiné les résultats.



Aperçu du développement durable 2009

Vue d'ensemble

Énergie NB a contribué pour environ deux pour cent de la production totale au Canada en 2009. Le parc de production d'Énergie NB était de 31,3% hydraulique, 68,7% de vapeur conventionnelle. La production nucléaire n'était pas disponible à la suite de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le parc de production canadienne pour 2009 * (Statistique Canada, Enquête 2151) était de 63,2% hydraulique, 17,4% de vapeur conventionnelle, 14,8% nucléaire, 4,1% des turbines à combustion et de 0,3% d'éolien. Veuillez noter: ces chiffres ne totalisent pas nécessairement 100 pour cent en raison de l'arrondissement.



Indicateurs du développement durable de 2009

Environnement	ACÉ	ÉNERGIE NB
Total des émissions brutes annuelles de SO ₂ (tonnes)	377,372	30,320 (8.0%)
Masse brute de SO ₂ émise par unité de production nette d'origine fossile (g/kWh)	4.14	4.44 (au dessus de la moyenne)
Total des émissions brutes annuelles de NO _x (tonnes)	166,744	10,700 (6.4%)
Masse brute de NO _x émise par unité de production nette d'origine fossile (g/kWh)	1.83	1.57 (au dessous de la moyenne)
Total des émissions brutes annuelles de PM ₁₀ (tonnes)	7,957	112.8 (1.4%)
Total des émissions brutes annuelles de PM _{2.5} (tonnes)	3,214	86.5 (2.7%)
Total des émissions brutes annuelles de mercure (kilogrammes)	1,521	108 (7.1%)
Masse brute de mercure émise par unité de production nette d'origine fossile (kg/TWh)	16.60	27.8 (au dessus de la moyenne)
Nombre de déversements prioritaires	195	3 (2.9%)
Total des émissions brutes annuelles directes de CO ₂ eq par unité de production nette d'origine fossile (tonnes)	88,535,560	5,760,000 (6.5%)
Masse brute de CO ₂ eq émise par unité de production nette d'origine fossile (kg/kWh)	0.97	0.844 (au dessous de la moyenne)
Mass Gross CO ₂ eq Emitted Per Unit of Net System Generation (kg/kWh)	0.29	0.578 (au dessus de la moyenne)
Masse brute de CO ₂ eq émise par unité de production nette du parc (kg/kWh)	6,196	21.9 (0.4%)
Total en kg de SF ₆ utilisé pour l'entretien (remplissage)	25	0
Quantité totale de substances à haute teneur de BPC en entreposage (tonnes)	1,113	0
Entreprises dont le SGE est conforme aux normes de l'ISO (%)	89	100 (8 de 8 SGE dans le groupe Énergie NB)
Société	ACÉ	ÉNERGIE NB
Fréquence de toutes les blessures et les maladies (blessures par 200 000 heures)	2.15	Quartile supérieur
Fréquence des blessures et des maladies avec perte de travail (blessures avec perte de travail par 200 000 heures)	15.73	Quartile supérieur
Entreprises ayant des programmes d'instruction du public (%)	93	100 (Oui)
Entreprises ayant un processus pour réagir aux préoccupations des intéressés (%)	83	100 (Oui)
Entreprise ayant des procédures pour assurer la consultation ou l'engagement des communautés autochtones au début de la planification et de l'aménagement des projets	68	100 (Oui)
Entreprises ayant un groupe d'affaires autochtones ou des postes de haut niveau de conseiller en affaires autochtones (%)	68	100 (Oui)
Entreprises ayant des partenariats ou des relations d'affaires avec les communautés autochtones (%)	79	100 (Oui)
Économie	ACÉ	ÉNERGIE NB
Total des économies d'énergie annuelles grâce à l'efficacité (MWh/an)	182,000	829 (0.46%)
Total des économies d'énergie grâce aux programmes de gestion de la demande (MWh)	1,200,000	Données non disponible ¹
Total des dépenses en immobilisations sur les infrastructures de production neuves ou remises à neuf (milliards de \$/an)	3.9	0.364 (9.3%)
Total des dépenses en immobilisations sur les infrastructures de transport neuves ou remises à neuf (milliards de \$/an)	2.4	0.024 (1.0%)
Total des dépenses en immobilisations sur les infrastructures de distribution neuves ou remises à neuf (milliards de \$/an)	2.6	0.049 (1.9%)
Indice de la durée moyenne des pannes du réseau (SAIDI) (durée en heures)	4.2	4.64 (above the average)
Indice de la fréquence moyenne des pannes du réseau (SAIFI) (pannes par client)	2.01	2.34 (above the average)

¹ Énergie NB a établi un partenariat avec Efficacité Nouveau-Brunswick, grâce à un protocole d'entente, à promouvoir l'efficacité énergétique et des mesures de conservation dans le secteur résidentiel, les secteurs communautaire et des affaires du Nouveau-Brunswick. <http://www.efficiencynb.ca/enb-fr/home.jsp>

Exercice de déversements d'hydrocarbures de Dalhousie

Les employés de la centrale de Dalhousie font de la formation et des exercices de déversements d'hydrocarbures depuis 1996. Le 18 août 2009, un exercice de déversement de pétrole a été effectué au pont d'Eel River Bar. Cet emplacement a fourni un défi unique en raison des caractéristiques géographiques de la région et les flux de la marée.

L'exercice a débuté avec une séance d'information aux participants, y compris la centrale et d'autres personnel d'Énergie NB, la GRC, l'équipe de sécurité, la SIMEC, Environnement Canada, le Port de Dalhousie, Transports Canada, la Commission de l'Énergie et des Services Publics et le ministère de l'Environnement.



Collaboration des équipes pour attacher le barrage à l'autre côté de l'eau.

Il est facile de voir l'engagement des employés de la centrale. Une preuve de votre engagement a été la réponse superbe à l'incident King Darwin l'automne dernier. Ce genre de réponse ne vient que par une bonne formation et la pratique. Vos employés sont plus sûrs, plus rapide et plus efficace parce que vous prenez le temps de procéder à ces exercices. Ce fut une démonstration très impressionnante aujourd'hui et l'accent mis sur la sécurité était évident. - Robert Starkes, SIMEC

Programme de gestion intégrée de la végétation

Le plan de gestion intégrée de la végétation d'Énergie NB (PGIV) consiste à gérer la croissance de la végétation sur et le long des lignes de transport pour aider à éliminer les obstacles de sécurité et d'assurer la fiabilité de notre système de transport. Plus de 50 pour cent des pannes d'électricité au Canada surviennent lorsque la végétation, comme les arbres, ont une sorte de contact avec les lignes électriques. Les 6.800 km de lignes de transport d'Énergie NB au Nouveau-Brunswick couvrent 20.000 hectares de terres, soit environ la superficie couverte par 127.000 patinoires de hockey.

Le PGIV est basé sur l'utilisation de la bonne méthode au bon moment et au bon endroit. Les arboriculteurs qualifiés et des techniciens forestiers mettent en œuvre ce programme. La coupe mécanique et manuel, fauchage, élagage, et herbicides approuvés par Santé Canada sont utilisés pour réduire la végétation gênante. Ayant une faible végétation permettra de réduire la quantité de pannes d'électricité et d'accroître la sécurité pour nos employés et ceux qui utilisent les droit de passage.

En 2009, les employés d'Énergie NB et les entrepreneurs ont élagué des arbres et des broussailles pour environ 1175 km de droits de passage du transport.

Nids de Balbuzards

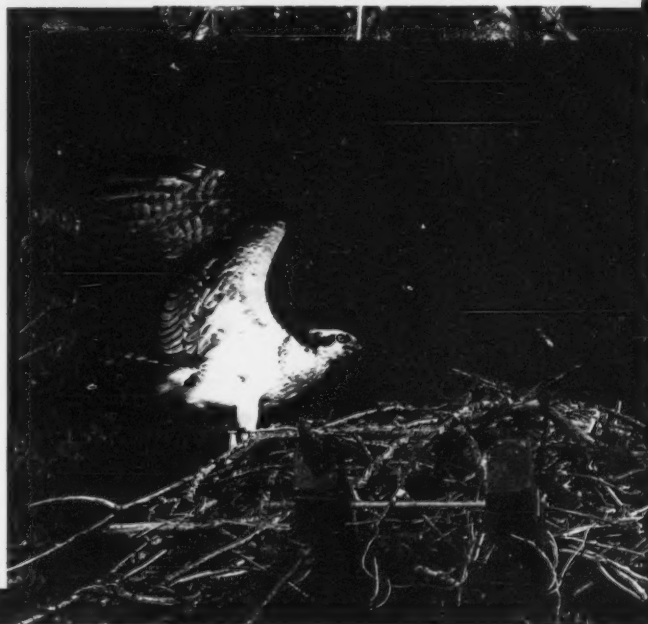
Énergie NB a construit plus de 60 plates-formes de nidification pour les balbuzards pêcheurs, qui font souvent leurs nids sur les structures de transport. Au total, il ya plus de 200 nids actifs sur notre réseau de transport.

Des patrouilles régulières des lignes de transport sont effectuées pour identifier les nids à problème qui peuvent nuire aux opérations. Ces nids sont retroussés afin de préserver l'habitat du balbuzard pêcheur et d'éviter tout contact avec des conducteurs électriques.

Au fil des ans, notre programme d'aide au balbuzard a enlevé le balbuzard pêcheur sur la liste des espèces en péril.



Élagueurs d'arbres; élaguer les arbres pour aider à prévenir les branches de se balancer et de prendre contact avec les lignes électriques.



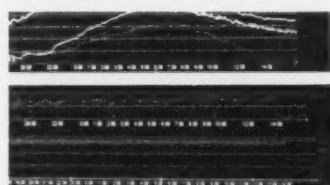
Prendre les bonnes décisions pour nos clients

L'équipe du Service de Commercialisation travaille dur pour le Nouveau-Brunswick

Le service de commercialisation d'Énergie NB est ouvert 24 heures par jour, 365 jours par an, pour s'assurer que chaque occasion doit être saisie d'acheter ou de vendre de l'électricité afin de maintenir les taux bas pour nos clients.

Le service de commercialisation détermine s'il est plus rentable d'acheter des blocs d'énergie ou d'expédier la production dans la province. En même temps, ils surveillent constamment les possibilités du marché de vendre l'énergie excédentaire ou de surplus vers les marchés voisins. Les profits de ces ventes reviennent dans l'organisation afin de maintenir les taux bas pour nos clients.

En 2009, une vidéo a été développée sur le service de commercialisation et les employés qui forment l'équipe. Cette vidéo, disponible le site Web d'Énergie NB à www.energienb.com, montre comment le travail de cette équipe bénéficie à tous les Néo-Brunswickois.



Mike LeClair - Bureau de Commercialisation de l'énergie

FINANCES

2009-10 Énergie NB

INTRODUCTION

La discussion et l'analyse de gestion examinent les résultats financiers et d'exploitation pour l'exercice financier prenant fin le 31 mars 2010, par rapport à l'exercice précédent. La présente section doit être lue parallèlement aux états financiers cumulés et aux notes afférentes.

Entreprises identifiées dans les états financiers cumulés

Les états financiers cumulés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie NB et ceux de ses sociétés d'exploitation :

- La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB), qui comprend
 - La Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (Colesonco), et
 - Mine Reclamation Inc. (MRI)
- La Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)
- La Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB), et
- La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB).

Collectivement, on les désigne sous l'appellation Énergie NB, Groupe Énergie NB, le Groupe ou la Corporation.

Contenu de la discussion et de l'analyse de gestion

Sujets	Buts
Facteurs de rendement financier et d'exploitation	Description de l'incidence des facteurs contribuant aux écarts de bénéfices.
Sommaire du rendement financier	Description des résultats financiers importants de l'année.
Activités importantes	Mise en évidence des activités importantes ayant eu une incidence sur le bilan et sur les recettes au cours de la dernière année.
Résultats financiers d'un exercice financier à l'autre	Description des résultats financiers de 2009-2010, y compris l'analyse de l'écart d'un exercice financier à l'autre.
Reports réglementaires	Description de l'incidence des reports réglementaires.
Instruments financiers	Description de l'incidence des instruments financiers sur les résultats financiers.
Liquidités et ressources en capital	Description des changements apportés en matière de liquidité et de ressources en capital.
Conventions comptables essentielles	Description des modifications apportées aux politiques comptables et de leur incidence sur les états financiers cumulés.
Principales estimations comptables	Description des estimations calculées et de leur incidence sur le bénéfice.

FACTEURS DE RENDEMENT FINANCIER ET D'EXPLOITATION

Introduction

La présente section décrit la raison pour laquelle les bénéfices avant les impôts du Groupe Énergie NB sont sujets à d'importants écarts dans le cours normal de l'exploitation.

Incidence des facteurs de rendement financier et d'exploitation

Bon nombre des facteurs qui influent sur le bénéfice avant les impôts échappent à l'emprise de la direction. Ces facteurs créent d'importants écarts de résultats d'un exercice à l'autre, étant donné qu'ils ont une incidence sur le coût de production ou la compétitivité des prix dans les marchés d'exportation.

Facteurs qui influent sur le rendement financier ou d'exploitation

Il s'agit des facteurs qui influent sur la variabilité du bénéfice d'Énergie NB. Le tableau ci-dessous indique comment chaque facteur influence la variabilité du bénéfice et des dépenses.

Facteur	Description
Production d'électricité à partir du mazout lourd	<p>Le mazout lourd, qui est sujet aux fluctuations du marché, représente</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ de 10 % à 15 % de l'approvisionnement total, et • de 20 % à 25 % des coûts de combustible et d'électricité achetée. <p>En 2009-2010, le marché était plutôt instable en raison du prix du mazout lourd, qui a atteint plus de 76 \$/bbl (USD) et a chuté à un peu moins de 39 \$/bbl (USD).</p> <p>Pour réduire son exposition à court et à moyen termes aux variations du prix du mazout lourd, le Groupe couvre 18 mois à l'avance ses besoins en mazout lourd prévus pour la province et pour ses exportations garanties.</p>
Taux de change	<p>Énergie NB est exposé à des risques liés aux taux de change lorsque les achats de combustible et d'énergie qui se font en devises américaines ne compensent pas le bénéfice en devises américaines.</p> <p>Au cours de la dernière année, le dollar canadien était plutôt instable. La valeur du dollar canadien comparativement au dollar américain a fluctué entre 0,99 \$ et 0,79 \$ durant l'année.</p> <p>Énergie NB conclut des contrats d'achat 18 mois à l'avance pour les besoins en devises américaines, déduction faite des revenus prévus en devises américaines.</p>
Production d'électricité à partir du charbon	<p>Représente</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ de 20 à 25 % de la production totale, et • de 20 % à 25 % des coûts de combustible et d'électricité achetée. <p>L'instabilité des prix est limitée puisque le charbon est acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux.</p>

Contrats d'électricité achetée produite au gaz naturel	<p>Représentent</p> <ul style="list-style-type: none"> environ de 5 % à 10 % de la production totale, mais environ de 15 % à 20 % des coûts du combustible et d'électricité achetée. <p>Étant donné que le prix des contrats d'électricité d'Énergie NB est fondé en partie sur le prix du gaz naturel, pour gérer cette exposition, le Groupe conclut des contrats d'achat 18 mois à l'avance.</p>						
Achats à court terme d'énergie	<p>Représentent</p> <ul style="list-style-type: none"> environ de 30 % à 35 % des besoins d'approvisionnement totaux, et environ de 35 % à 40 % des coûts du combustible et d'électricité achetée. <p>Selon le prix mondial du pétrole, de l'énergie à moindre coût est achetée pour remplacer la production interne au mazout. Énergie NB conclut des contrats d'achat pour couvrir ses besoins prévus en énergie 18 mois à l'avance.</p>						
Marges à l'extérieur de la province	<p>La place du Groupe dans le marché régional de l'énergie dépend des prix. Normalement,</p> <ul style="list-style-type: none"> l'énergie produite à moindre coût est utilisée à l'intérieur de la province, et l'énergie à coût plus élevée, souvent produite avec du mazout lourd, et qui n'est concurrentielle aux marchés de l'extérieur de la province que si son coût marginal est inférieur à ceux du marché, peut être vendue à l'extérieur de la province. <p>Les prix du marché dépendent du coût de la production à partir du gaz naturel. La quantité d'énergie vendue par Énergie NB dépend plus ou moins du rapport entre</p> <ul style="list-style-type: none"> le prix mondial de gaz, et le prix mondial du mazout lourd. <p>Selon les conditions d'exploitation, le Groupe conclut des contrats de vente à terme lui permettant de réaliser des marges plus prévisibles à l'extérieur de la province.</p>						
Production hydroélectrique	<p>Il s'agit du combustible le moins cher utilisé par Énergie NB pour produire de l'électricité. Elle représente généralement de 15 % à 20 % de la production totale. Le tableau ci-dessous indique comment les niveaux d'eau peuvent augmenter ou baisser les coûts de production.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Lorsque les flux d'hydroélectricité sont</th><th>Énergie NB</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>plus faibles que prévus</td><td>utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.</td></tr> <tr> <td>plus élevés que prévus</td><td>réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.</td></tr> </tbody> </table> <p>La production nette d'hydroélectricité comme pourcentage de la moyenne à long terme au cours des dix dernières années est passée de 70 % à 120 % de la moyenne à long terme.</p>	Lorsque les flux d'hydroélectricité sont	Énergie NB	plus faibles que prévus	utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.	plus élevés que prévus	réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.
Lorsque les flux d'hydroélectricité sont	Énergie NB						
plus faibles que prévus	utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.						
plus élevés que prévus	réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.						
Production d'énergie nucléaire	<p>Durant les années précédentes, la production nucléaire représentait jusqu'à 25 % de la production totale par l'entremise de la centrale de Point Lepreau, dont l'exploitation efficace est essentielle au bon rendement financier d'Énergie NB.</p> <p>Le 28 mars 2008, la centrale de Point Lepreau a été mise hors service pour sa remise à neuf. Il n'y a pas eu de production nucléaire en 2009-2010.</p>						

Mesurer les facteurs du rendement financier et d'exploitation

Le tableau ci-dessous décrit les facteurs qui contribuent à la variabilité du bénéfice d'Énergie NB. Les prix cités dans ce tableau sont non couverts.

Facteurs financiers et d'exploitation qui sous-tendent les écarts	Variabilité 2009-2010	Variabilité 2008-2009	Variabilité 2007-2008
Fourchette des prix de mazout lourd (dollar US / bbl Platt's NY 3 per cent) tout au long de l'année Platt's NY 3 per cent est un indice de référence des prix de combustibles présenté par le principal service de présentation des prix de référence. Platt's NY 3 per cent fait allusion au niveau de soufre dans le mazout lourd en fonction duquel Énergie NB fait des comparaisons.	39 \$ - 76 \$	27 \$ - 112 \$	42 \$ - 75 \$
Intervalle du dollar canadien tout au long de l'année (équivalent en dollars américains)	0,79 \$ - 0,99 \$	0,77 \$ - 1,02 \$	0,86 \$ - 1,09 \$
Taux de change : Taux auquel une monnaie peut être échangée contre une autre.			
Échelle des taux d'intérêt de la dette à court terme tout au long de l'année	0,17 % - 0,25 %	0,35 % - 3,45 %	1,92 % - 4,45 %
Prix du marché moyens du charbon selon le rapport international sur le charbon (\$ US / tonne) Le rapport international sur le charbon contient des nouvelles et des analyses sur les marchés internationaux de charbon à chaudière et de charbon à coke, y compris des évaluations des principaux marchés et des prix de référence en vue du commerce du charbon dans les marchés de l'Atlantique et du Pacifique. Le rapport contient aussi des données sur la navigation commerciale, les appels d'offres et les contrats, et examine les prix du disponible pour les principaux prix de repère du charbon physique dans les marchés de l'Atlantique et du Pacifique aux fins de livraison à échéance éloignée.	65,66 \$	117,94 \$	96,12 \$
Fourchette des prix du gaz naturel (\$ US / mmbtu) Mmbtu = 1 millions de dollars de British Thermal Units	2,10 \$ - 9,86 \$	3,60 \$ - 13,60 \$	5,40 \$ - 10,20 \$
Prix moyens en pointe de la Nouvelle-Angleterre (US \$ / MWh) Le « prix en pointe » est le prix de l'électricité quand la demande est à son maximum.	45,20 \$	81,91 \$	75,77 \$
Production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme La production nette est la quantité d'électricité produite par une centrale, qui est transportée et distribuée aux fins d'utilisation par les consommateurs et est le résultat de la production brute moins l'électricité consommée par la centrale elle-même. La moyenne à long terme d'hydroélectricité est la quantité d'électricité qui peut éventuellement être produite avec un débit fluvial courant à une période de relevé donnée (celle d'Énergie NB est de 1954 à 1994)	119 %	117 %	104 %
Facteur de capacité nette de la centrale de Point Lepreau Le facteur de capacité d'une centrale est le rapport entre la production réelle d'une centrale au cours d'une période de temps donnée et sa production si elle fonctionnait à pleine capacité durant ce temps.	-	-	78.2 %

La majorité des prix des produits de base (p. ex. mazout lourd, gaz naturel et charbon) sont couverts par des contrats d'achats à terme; il n'y a donc pas de variabilité financière en cours d'exercice.

RENDEMENT FINANCIER

Introduction

La présente section donne un aperçu du rendement financier du Groupe Énergie NB pour l'exercice financier.

Mesures importantes du rendement financier

Rendement financier (en millions de dollars)	2009-10	2008-09	2007-08
Bénéfices nets (perte)	(117) \$	70 \$	89 \$
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	245 \$	273 \$	316 \$
Dépenses d'investissement	356 \$	438 \$	409 \$
Hausse de la dette	339 \$	479 \$	230 \$
Dépenses (bénéfices) reportés aux fins de réglementation ¹	147 \$	386 \$	(73) \$

¹ Les dépenses engagées durant l'exercice financier en cours sont reportées et seront recouvrées plus tard par le biais de la tarification.

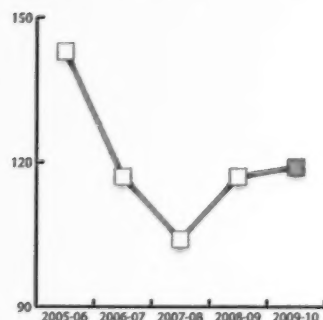
Ratios et pourcentages financiers

Ratios et pourcentages financiers	2009-10	2008-09	2007-08
Marge d'exploitation	(4 %)	15 %	17 %
Marge d'exploitation avant dépréciation	6 %	15 %	17 %
Encaisse d'exploitation / dépenses d'investissement	0,69	0,62	0,77
Encaisse d'exploitation / dette totale	0,06	0,07	0,09
Dépenses d'investissement/Valeur comptable nette des bâtiments, des installations et du matériel	10 %	12 %	12 %
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	96 %	93 %	91 %
Ratio de couverture des intérêts ²	(0,19)	1,28	1,60
Ratio de couverture des intérêts avant dépréciation	0,56	1,28	1,60

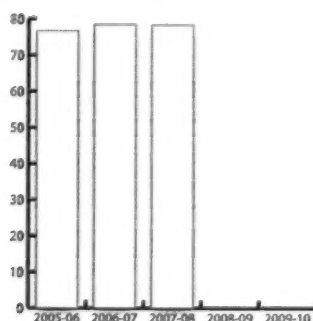
² Le ratio de couverture des intérêts est défini comme étant le bénéfice redressé avant intérêts et impôts (bénéfice avant intérêts et impôts déduction faite des frais de gestion de portefeuille de la dette et des revenus des placements) divisé par les frais de financement redressés (les frais de financement, déduction faite des intérêts créditeurs, des transactions de change comptabilisées, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, de l'amortissement des escomptes sur les débetures et de l'amortissement des intérêts reportés).

Le ratio de couverture des intérêts a diminué au cours des trois dernières années et est faible comparativement aux autres services publics canadiens. Les augmentations minimales du tarif au cours des trois dernières années contribuent à cette diminution et, par conséquent, ont une incidence sur la réduction de la dette.

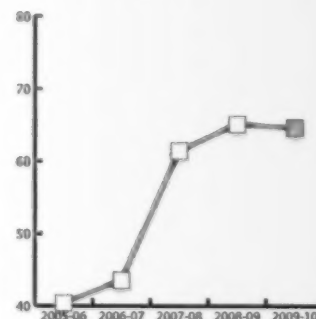
Production hydroélectrique nette
(Pourcentage de la moyenne à long terme)



Facteur de capacité net de la centrale
de Point Lepreau (pourcentage)



Prix du Mazout lourd
(\$ US / baril, moyenne)



Points saillants

Énergie NB a subi une perte nette pour l'exercice se terminant le 31 mars 2010 de 117 millions de dollars comparativement aux bénéfices nets de 70 millions de dollars en 2008-2009. Voici les facteurs importants contribuant aux écarts de bénéfice d'un exercice à l'autre :

- la perte de valeur de 161 millions de dollars avant les impôts imputable à la dépréciation de la centrale de Dalhousie à la suite de la décision de fermer et de déclasser la centrale pour l'exercice terminé le 31 mars 2011.
- une baisse de la marge brute de 20 millions de dollars principalement attribuable à
 - des bénéfices plus faibles pour la province en raison de la charge plus faible provoquée par la fermeture des portes de grands clients industriels, et un climat plus chaud
 - coûts de production plus élevés, en partie réduits par les faibles prix moyens des achats d'énergie compensés par
 - des bénéfices plus faibles pour la province en raison de l'établissement d'une augmentation moyenne des tarifs approuvée de 3,0 %
 - des bénéfices provenant de l'extérieur de la province plus élevés en raison des volumes plus élevés, principalement attribuables aux nouveaux contrats d'exportation, en partie réduits des coûts de marché inférieurs
 - des flux d'hydroélectricité plus élevés en 2009-2010 se situant à 119 % de la moyenne à long terme comparativement à 117 % de la moyenne à long terme en 2008-2009
- increased operations maintenance and administration expense of \$32 million in 2009/10 (see operating results – expense section for more detail)
- higher amortization and decommissioning expense of \$13 million mainly related to the closure of NB Coal and the Grand Lake Generating Station

Ces facteurs sont en partie compensés par des frais de crédit plus faibles attribuables principalement aux taux d'emprunt à court terme moins élevés.

Des coûts non reliés aux immobilisations de 193 millions de dollars ont été engagés pour le projet de la remise à neuf de la centrale Point Lepreau. Toutefois, ces coûts ont été reportés en vertu de la loi (aucune incidence sur le bénéfice de l'exercice financier en cours) et seront amortis au cours de la vie de la centrale remise à neuf.

La dette du Groupe Énergie NB a augmenté de 339 millions de dollars en 2009-2010. L'augmentation était principalement attribuable aux exigences de financement du projet de la remise à neuf de la centrale Point Lepreau et aux coûts reportés connexes.

ACTIVITÉS IMPORTANTES

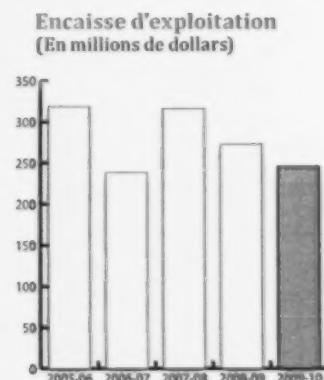
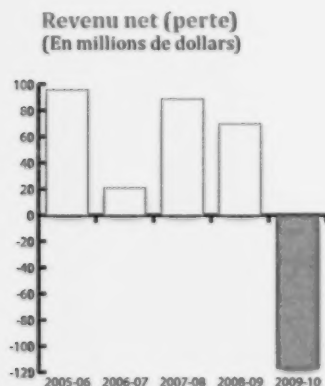
Les activités mentionnées ci-après ont influencé les résultats financiers du Groupe Énergie NB.

Projet de la remise à neuf de la centrale Point Lepreau

En juillet 2005, la province du Nouveau-Brunswick a annoncé qu'elle appuierait la recommandation du conseil de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL). Ce projet permettrait de prolonger la vie utile de la centrale d'environ 25 ans, approvisionnant ainsi le groupe Énergie NB en électricité provenant d'une source de combustible dont le prix n'est pas sujet à l'instabilité des prix du mazout lourd. La centrale remise à neuf conservera en outre un avantage pour l'environnement en produisant de l'électricité sans rejeter des quantités considérables de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

La date initiale d'achèvement du projet et de réouverture de la centrale devait être en octobre 2009. L'achèvement prévu et la réouverture de la centrale sont maintenant prévus au printemps 2012. EACL n'a pas confirmé cette date.

Les dépenses en immobilisations du projet au 31 mars 2010 s'élevaient à un milliard de dollars.



EACL est en train de réassembler le réacteur et a installé les tuyaux d'alimentation supérieurs. Les tuyaux d'alimentation inférieurs seront installés après la pose des composants des canaux de combustible.

EACL fait des progrès en ce qui concerne les activités de retubage ayant trait à l'installation des tubes de calandre. C'est un des aspects les plus complexes du projet. L'insertion de tous les 380 tubes de calandre s'est achevée le 28 avril 2010. L'inspection ultérieure a révélé plusieurs échecs des essais d'étanchéité. Plusieurs solutions visant à corriger ce problème sont en cours d'évaluation.

Incidence financière du retard

La remise à neuf de la centrale Point Lepreau est en grande partie un projet clé en main, et de ce fait, le dépassement des coûts en construction relève de l'entrepreneur : EACL. Il y a cependant des conséquences financières pour Énergie NB, à titre de propriétaire du projet.

Voici les coûts en capital et les coûts liés au report de 30 millions de dollars par mois imputables à ce report

- Le coût en capital du projet augmentera d'environ 11 millions de dollars par mois de retard du projet. Cela comprend :
 - 3 millions de dollars en coûts plus élevés pour le propriétaire du projet relativement aux installations, au personnel contractuel, aux primes d'assurance et toute autre dépense à l'appui du projet
 - 8 millions de dollars en coûts d'exploitation réaffectés à la réalisation du projet
- La période de report d'Énergie nucléaire NB et les coûts d'énergie de remplacement augmenteront d'environ 19 millions de dollars par mois (y compris l'intérêt sur le solde reporté).

Ces coûts seront amortis et imputés aux clients tout au long de la vie utile prolongée de la centrale.

Modernisation de la turbine

Work to assemble the new low pressure turbine rotors and associated components was completed during the year. The reassembly of the high pressure turbine rotor was completed during the year and the related documentation has been reviewed. Overall project cost at March 31, 2010 was \$53 million and forecasted total cost is \$65 million which is on target with the budget.

Fermeture de NB Coal et de la centrale de Grand Lac

Durant l'exercice financier, le Groupe a cessé ses activités à NB Coal et à la centrale de Grand Lac. La fermeture de ses exploitations n'aura pas de fortes répercussions sur les flux monétaires ou les bénéfices nets du Groupe. Au cours de l'exercice 2009-2010, des prestations spéciales de préretraite de 9 millions de dollars ont été reconnues.

Perte sur la dépréciation des immobilisations corporelles

Dans le cadre du processus de planification de 2009-2010, la direction a fait l'examen des besoins de fonctionnement futurs des installations de production d'Énergie NB.

Énergie NB a analysé ce qui suit :

- Demande future en capacité et besoins énergétiques
- Solutions de rechange à la conversion de combustible à Dalhousie, étant donné que le contrat d'approvisionnement en combustible actuel a été conclu en 2010-2011
- Prix du marché du mazout lourd et capacité d'acheter de l'énergie produite à moindre coût que celui de la production interne

Les besoins de production futurs révèlent qu'il faut une certaine production thermique, mais qu'elle n'a pas besoin d'être aussi élevée que par le passé. À la suite de l'examen, la direction a déterminé qu'il ne serait pas rentable de financer une conversion de combustible pour l'exploitation future de Dalhousie. Dalhousie doit donc continuer à brûler le combustible de PDVSA jusqu'au 31 mars 2011, date de la fermeture et du déclassement de Dalhousie.

Cette décision a provoqué une perte de valeur de la centrale de Dalhousie en raison de la dépréciation. Les immobilisations sont dépréciées de 195 millions de dollars à 34 millions de dollars, ce qui représente une valeur actuelle nette des flux monétaires futurs de la centrale. Ces flux monétaires comprennent les bénéfices (capacité, énergie et intermédiaire) moins les coûts d'exploitation jusqu'à la fermeture de la centrale.

Marchés américains

À l'automne 2008, Énergie NB a reçu l'approbation d'organismes américains qui l'autorisent à faire affaire directement aux États-Unis. Depuis décembre 2008, Énergie NB achète et vend de l'énergie auprès de l'exploitant indépendant de réseau (Nouvelle-Angleterre), tout comme plusieurs services publics et clients commerciaux aux États-Unis US. Énergie NB s'attend à réaliser d'importants profits dans l'avenir, particulièrement après la réouverture de la centrale de Point Lepreau.

Règlement du la poursuite contre PDVSA

Tout au long de l'exercice, des chargements de combustible ont été reçus relativement au règlement de la poursuite contre PDVSA.

Clients industriels

La charge d'Énergie NB a chuté au cours de l'année en raison de la fermeture de grandes entreprises industrielles. Le Groupe continue de collaborer avec des clients industriels qui connaissent des difficultés.

Hausse des tarifs

Le 1er avril 2009, le Groupe Énergie NB a établi une augmentation moyenne des tarifs de 3 % pour tous les groupes de clients, ce qui a permis d'augmenter le bénéfice de 75 millions de dollars. Au cours de l'année, le taux a été passé en revue par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP). La CESP a conclu qu'il était nécessaire pour Disco d'augmenter ses frais, tarifs et droits de 3 % le 1er avril 2009.

Passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié et fonds en fiducie connexes

Le passif enregistré associé

- au coût du déclassement de la centrale nucléaire après sa vie utile, et
 - au coût de la gestion provisoire et à long terme des faisceaux de combustible nucléaire radioactif
- était de 378 millions de dollars au 31 mars 2010.

Ces passifs sont assortis des exigences relatives aux fonds suivantes :

- Les exigences relatives au fonds de fiducie distinct au titre du déclassement des installations et au fond de fiducie distinct du combustible nucléaire irradié sont établies annuellement en fonction des obligations en cours et de la valeur marchande des fonds.
- Les exigences relatives au fonds de fiducie distinct au titre du combustible nucléaire irradié sont prévues par la Loi sur les déchets de combustible nucléaire, qui exige que le Groupe verse un montant calculé selon la formule de financement adoptée.

Au 31 mars 2010, le solde comptabilisé des fonds de fiducie distinct au titre du déclassement des installations et du combustible nucléaire irradié était de 461 millions de dollars.

Le solde des passifs et des fonds en fiducie reflète la valeur actualisée nette fondée sur le taux d'actualisation approprié. Les principes comptables exigent l'utilisation d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit du Groupe comme taux d'actualisation en vue de déterminer la valeur actualisée nette du passif, alors que le taux d'actualisation utilisé pour les fonds de fiducie consiste en un taux de bénéfice prévu pour les fonds. Pour déterminer si le passif est suffisamment capitalisé, la valeur actualisée du passif et des fonds de fiducie doit être calculée à l'aide du même taux d'actualisation. En utilisant le même taux d'actualisation, le passif faisait l'objet d'une sous-capitalisation de l'ordre d'environ 40 millions de dollars. Par conséquent, une contribution doit être apportée au fonds de fiducie en 2010-2011.

Passif lié au déclassement des centrales thermiques

Au cours de l'exercice financier, la direction a fait l'examen du passif lié au déclassement des centrales thermiques et l'a augmenté de 25 % pour tenir compte de la mise à jour des données sur les coûts qui n'avaient pas été prises en considération dans les dettes existantes.

RÉSULTATS D'UN EXERCICE À L'AUTRE - BÉNÉFICES

Introduction

La présente section contient un compte rendu des bénéfices d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

Compte rendu des bénéfices

Compte rendu des bénéfices (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Ventes d'énergie			
Dans la province	1 207 \$	1 219 \$	1 237 \$
À l'extérieur de la province	229	217	196
Divers	59	73	99
Transport	91	89	87
Total des produits	1 586 \$	1 598 \$	1 619 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(1%)	(1%)	7%

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Résidentiel	540 \$	539 \$	519 \$
Industriel	294	307	362
Usage général	254	250	248
Vente en gros	96	98	94
Éclairage public et énergie involontaire	23	25	14
Total	1 207 \$	1 219 \$	1 237 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(1 %)	(1 %)	8 %
GWh	12 545	13 052	14 250
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(4 %)	(8 %)	(1 %)

Principaux facteurs contribuant aux écarts de vente provinciale d'un exercice à l'autre

Les ventes d'énergie à l'intérieur de la province se sont chiffrées à 1 207 millions de dollars en 2009-2010, ce qui représente une diminution de 12 millions de dollars ou de 1 % en comparaison à 2008-2009. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Diminution	40 millions de dollars	Fléchissement des ventes en raison du temps plus clément que la normale
	6 millions de dollars	Réduction de la charge à cause surtout des fermetures dans le secteur industriel
	1 million de dollars	Fléchissement des ventes d'énergie interruptible, étant donné le volume et le prix. Le volume a chuté surtout parce que deux clients ont remplacé une partie de leur charge interruptible par un approvisionnement constant le 1er avril 2008. Les prix ont baissé en raison des coûts de production plus faibles.
Facteurs compensateurs		
Augmentation	35 millions de dollars	Augmentation des tarifs de 3 % établie le 1er avril 2009 et changements dans les habitudes de consommation.

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

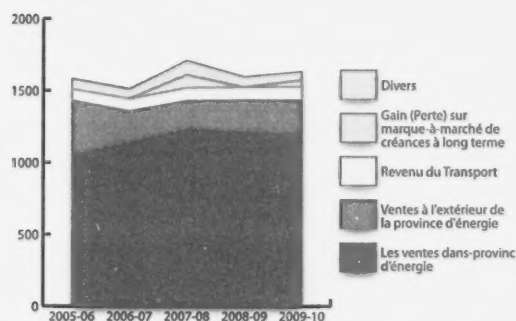
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Bénéfice	229 \$	217 \$	196 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution)	5 %	11 %	(9 %)
GWh	2 326	1 891	2 327
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	23 %	(19 %)	(17 %)

Principaux facteurs contribuant à l'écart des ventes à l'extérieur de la province d'un exercice à l'autre

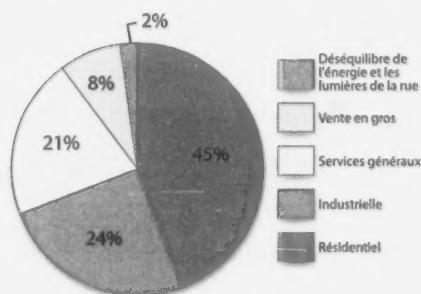
En 2009-2010, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont augmenté de 12 millions de dollars ou de 5 % en comparaison à 2008-2009. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	35 millions de dollars	Volumes plus élevés principalement attribuables aux nouveaux contrats avec des clients de l'État du Maine.
Facteurs compensateurs		
Diminution	23 millions de dollars	Prix de marchés inférieurs.

Analysis des produits
(En millions de dollars)



Produits dans la province



Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement de

- la location de chauffe-eau
- frais d'utilisation des poteaux
- la vente de sous-produits, et
- frais relatifs au détachement de personnel à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau).

Résultats des produits divers

Les produits divers se sont chiffrés à 59 millions de dollars en 2009-2010, une diminution de 14 millions de dollars par rapport à 2008-2009. Cette diminution est principalement attribuable à l'expiration d'un contrat de vente de vapeur de Production Énergie NB en 2008-2009 (7 millions de dollars) et les produits de l'assurance reçus en 2008-2009 pour des dommages subis au cours de l'inondation de Grand-Sault (7 millions de dollars).

Produits de transport

Produits de transport

- proviennent des frais récupérés auprès de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux produits de transport
- sont en grande partie atténués par les dépenses de transport versées à l'Exploitant du réseau relativement à ce qui suit :
 - service de réseau
 - frais de raccordement
 - transport point à point, et
 - services d'ordonnancement.

RÉSULTATS D'UN EXERCICE À L'AUTRE - CHARGES

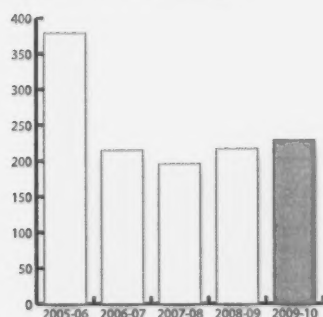
Introduction

La présente section contient un bref compte rendu des dépenses d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

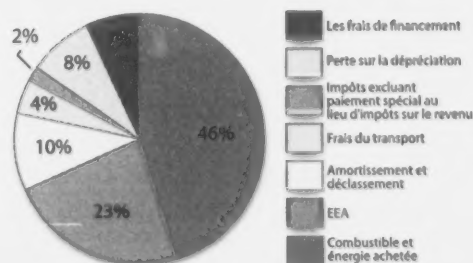
Aperçu des charges

Charges (en millions de dollars)	2009-2010		2008-2009		2007-2008	
	\$	%	\$	%	\$	%
Combustibles et achat d'énergie	887 \$	47 %	869 \$	49 %	585 \$	38 %
Exploitation, entretien et administration	447	24	415	23	397	26
Amortissement et déclassement	199	10	186	11	216	14
Transport	86	5	82	5	85	5
Impôts	40	2	43	2	43	3
Charges financières	132	7	140	8	175	11
Dépréciation d'actifs à long terme	161	8	0	0	0	0
Paievements spéciaux tenant lieu de d'impôts sur les bénéfices	(53)	(3)	34	2	49	3
Total	1 899 \$	100 %	1 769 \$	100 %	1 550 \$	100 %
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre		7%		14%		4%

Produits de l'extérieur de la province
(En millions de dollars)



Dépenses totales



Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'un exercice à l'autre

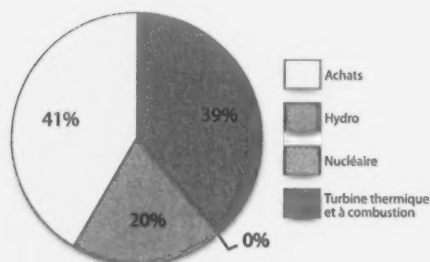
Le total des charges a augmenté, passant de 130 millions de dollars à 1 899 millions de dollars en 2009-2010. Cette augmentation est surtout attribuable aux facteurs suivants :

Charges	Changement	Explication
Facteurs contributifs		
Dépréciation d'actifs à long terme	Augmentation de 161 millions	•Perte de valeur de la centrale de Dalhousie en raison de la dépréciation
Frais de combustibles et d'achat d'énergie	Augmentation de 18 millions de dollars	•Coûts de production plus élevés compensés en partie par •Diminution de la charge •Prix d'achat d'énergie moins élevés •Plus grande disponibilité de la production hydroélectrique
Coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EE et A)	Augmentation de 32 millions de dollars	•Augmentation nette des frais de la main-d'œuvre •Hausse des coûts relatifs à la mise hors service d'immobilisations •Augmentation des coûts associés aux projets d'EEA d'Énergie nucléaire NB
Amortissement et déclassement	Augmentation de 13 millions de dollars	•Hausse des frais d'amortissement et de déclassement principalement liés à la fermeture de NB Coal et de la centrale de Grand Lac
Facteurs compensateurs		
Charges financières	Diminution de 8 millions de dollars	•Taux moins élevés pour les emprunts à court terme compensés en partie par •Incidences des taux de change
Paievements spéciaux tenant lieu d'impôts	Diminution de 87 millions de dollars	•Dépréciation de la centrale de Dalhousie.

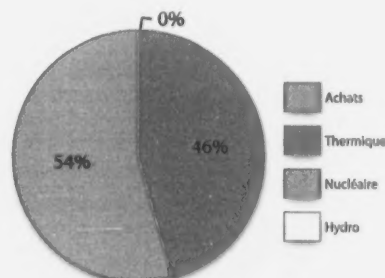
Combustibles et achat d'énergie

Combustibles et achat d'énergie (en millions de dollars)	2009-2010		2008-2009		2007-2008	
	\$	%	\$	%	\$	%
Hydro	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	18	3
Thermique	409	46	380	44	230	40
Achats	478	54	489	56	337	57
Total	887 \$	100 %	869 \$	100 %	585 \$	100 %
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre		2%		48%		4%

Production GWh



Combustibles et achats d'énergie



Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges pour les combustibles et les achats d'énergie d'un exercice à l'autre

Le coût des combustibles et des achats d'énergie a été de 887 millions de dollars en 2009-2010, une augmentation de 18 millions de dollars ou de 2 % par rapport à 2008-2009.

L'augmentation des frais des combustibles et des achats d'énergie d'un exercice à l'autre était surtout attribuable aux facteurs suivants :

Combustibles et achat d'énergie	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	38 millions de dollars ²	Augmentation globale des coûts de production compensés en partie par des frais de combustibles et d'achat d'énergie moins élevés
Facteurs compensateurs		
Réduction	5 millions de dollars	Augmentation des flux d'hydroélectricité à 119 % de la moyenne à long terme en 2009-2010 comparativement à 117 % en 2008-2009.
Réduction	15 millions de dollars	Réduction de la charge causée par les fermetures dans le secteur industriel et par le temps plus clément comparativement à l'année précédente.

²Ce montant est compensé en grande partie par le report réglementaire de la centrale de Point Lepreau (voir la section sur le report réglementaire).

Exploitation, entretien et administration

Le tableau ci-dessous indique les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre.

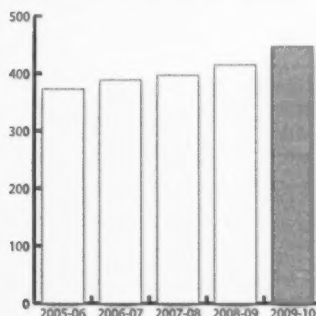
Exploitation, entretien et administration (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration	447 \$	415 \$	397 \$
Pourcentage d'augmentation d'un exercice à l'autre	8 %	5 %	2 %

Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont chiffrés à 447 millions de dollars en 2009-2010, une augmentation de 32 millions de dollars ou de 8 %, comparativement à 2008-2009. Voici les importantes modifications :

Exploitation, entretien et administration	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	13 millions de dollars	Pour Énergie nucléaire NB, une augmentation des services embauchés et du coût de la main-d'œuvre liés aux projets planifiés lors de l'arrêt des activités de la centrale de Point Lepreau aux fins de la remise à neuf (compensée en grande partie par le report réglementaire)
Augmentation	9 millions de dollars	Prestations spéciales de cessation d'emploi liées à la fermeture de NB Coal et de la centrale de Grand Lac
Augmentation	4 millions de dollars	Charges au titre du régime de retraite plus élevées en raison des rendements anticipés plus faibles du régime en 2008-2009, compensées en partie par un taux d'actualisation plus élevé
Augmentation	6 millions de dollars	Coût net de la main-d'œuvre plus élevé en raison de la convention collective et des augmentations de salaires

Frais d'exploitation, entretien et administration (En millions de dollars)



Amortissement et de déclassement

Amortissement et de déclassement (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Amortissement et de déclassement	199 \$	186 \$	216 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	7 %	(14 %)	(2 %)

Facteurs contribuant aux changements de l'amortissement et du déclassement

Les frais d'amortissement et de déclassement s'élevaient à 199 millions de dollars en 2009-2010, une augmentation de 13 millions de dollars, principalement attribuable à ce qui suit :

Charges d'amortissement et de déclassement	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	8 millions de dollars	Frais de déclassement plus élevés surtout liés à la fermeture de la centrale de Grand Lac
Augmentation	2 millions de dollars	Frais liés à l'amortissement accéléré de la pelle à benne trainante de NB Coal

Charges financières

Charges financières (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Charges financières	132 \$	140 \$	175 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(6 %)	(20 %)	(3 %)

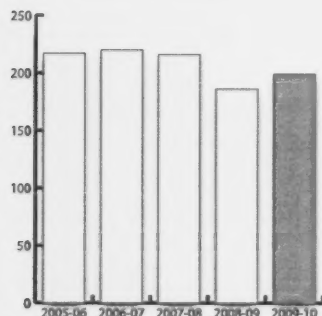
Facteurs contribuant aux changements des charges financières

Les charges financières s'élevaient à 132 millions de dollars en 2009-2010, une diminution de 8 millions de dollars ou de 6 % de 2008-2009, principalement attribuable à ce qui suit :

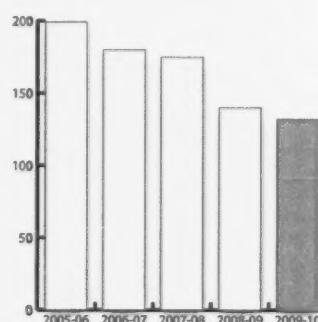
Charges financières	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Réduction	25 millions de dollars	Meilleurs taux pour le refinancement de la dette et réduction des niveaux d'endettement ³
Facteurs compensateurs		
Augmentation	15 millions de dollars	Écarts de change d'un exercice à l'autre pour les expositions non assujetties aux achats à échéance, reliés principalement aux opérations de paiement et aux dettes à court terme à une période où les écarts sont très importants en 2008-2009

³ Bien que la dette ait en fait augmenté depuis mars 2008, cette augmentation est liée aux projets d'immobilisation en cours et au report. Le niveau total d'endettement autre que celui associé aux projets d'immobilisation en cours et le report a été réduit depuis mars 2008 en raison principalement des gains nets positifs.

Amortissement et déclassement
(En millions de dollars)



Frais de financement
(En millions de dollars)



Paielements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Le Groupe Énergie NB doit verser des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à la Corporation financière de l'électricité ou recouvrer les impôts antérieurement payés par suite de l'application de reports prospectifs de pertes. Ces paiements ou recouvrements sont calculés en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 31 %. Voici les paiements spéciaux (recouvrements) :

Paielements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Paielements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(53) \$	34 \$	49 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(255 %)	(31 %)	513 %

Facteurs contribuant aux changements des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (recouvrements) étaient de (53) millions de dollars en 2009-2010, une diminution de 87 millions de dollars comparativement à 2008-2009. Cette diminution était principalement attribuable à une diminution des gains due à la dépréciation de la centrale de Dalhousie. Cette perte a été reportée aux exercices précédents afin de recouvrer les impôts déjà payés.

REPORTS RÉGLEMENTAIRES

Report réglementaire – Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Contexte

Un report réglementaire a été créé pour les coûts non reliés aux immobilisations engagés lors de la remise à neuf de la centrale nucléaire. La remise à neuf de la centrale nucléaire aidera à assurer la production d'électricité pour les générations futures de clients. Le report et l'amortissement de ces coûts au cours de la vie utile de la centrale établissent l'équité intergénérationnelle. La Loi (article 143.1 de la Loi sur l'électricité) prévoit l'établissement d'un report réglementaire en ce qui concerne la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le report comprend :

- les coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB (déduction faite de tout produit), et
- les coûts supplémentaires de production d'énergie qui sont imputés à Distribution Énergie NB par Production Énergie NB durant les travaux de remise à neuf.

Distribution Énergie NB doit recouvrer ces montants au cours de la vie utile de la centrale de Point Lepreau remise à neuf. Ces montants doivent être pris en compte dans les frais, les taux et les droits facturés aux clients de Distribution Énergie NB.

Incidence sur les bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

En 2009-2010, 193 millions de dollars en coûts non incorporables et en coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie ont été reportés.

L'ajustement du report réglementaire consistait de

- coûts non incorporables de 176 millions de dollars
- coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie de 17 millions de dollars

En plus de l'ajustement du report réglementaire dans l'état des résultats, les charges d'intérêts reliés au projet de la remise à neuf au coût de 16 millions de dollars ont été reportées, ce qui a mené à une baisse des charges financières durant l'exercice.

REPORTS RÉGLEMENTAIRES

Report réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA

Contexte

Le 23 août 2007, la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) a approuvé la création d'un compte de report pour retourner aux clients les avantages du règlement de la poursuite contre PDVSA de façon échelonnée. Le report est distribué aux clients sur 17 ans pour mieux assortir les avantages du règlement aux clients qui paieront le coût de la remise à neuf de Coleson Cove.

Incidence sur les bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

En 2009-2010, des économies de coûts de 46 millions de dollars découlant du règlement de la poursuite, qui comprend un ajustement comptable de l'évaluation à la valeur de marché, ont été reportées. Les ajustements de report comprenaient :

- un amortissement et des économies d'intérêts à la suite du règlement de la poursuite (ceux-ci augmenteront à mesure que le montant du règlement est reçu) – 21 millions de dollars
 - un ajustement comptable des gains d'évaluation à la valeur de marché, prévu dans le contrat d'approvisionnement en combustible à long terme (ces ajustements de la valeur du marché sont temporaires et seront annulés lorsque les chargements de combustible seront reçus) – 65 millions de dollars
- compensés par
- un ajustement des coûts pour les chargements reçus – 16 millions de dollars
 - l'actualisation des bénéfices pour les clients – 24 millions de dollars

INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe conclut des contrats à terme pour des produits. Les incidences comptables de ces instruments financiers sont illustrées à la Note 27 des états financiers.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES

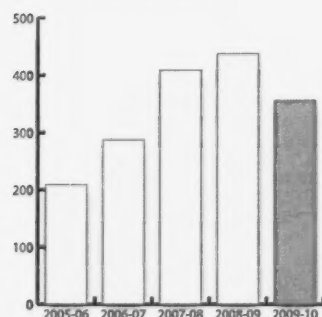
Introduction

La présente section contient un compte rendu des liquidités et des ressources en capital d'Énergie NB.

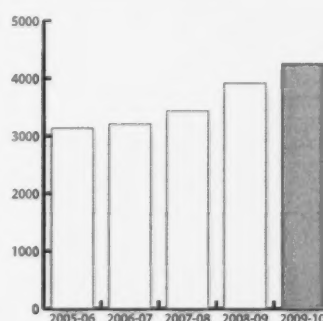
Dépenses d'investissement

Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Dépenses d'investissement pour les projets importants	212 \$	289 \$	262 \$
Dépenses d'investissement pour les projets ordinaires	154 \$	163 \$	153 \$
Contributions des clients et produits de la disposition	(10) \$	(14) \$	(6) \$
Dépenses totales en immobilisations	356 \$	438 \$	409 \$

Dépenses d'investissement
(En millions de dollars)



Dettes nettes totales
(En millions de dollars)



Facteurs contribuant aux changements de dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement, déduction faite du produit de la disposition et des contributions des clients, se sont chiffrées à 354 millions de dollars en 2009-2010. Cette diminution d'un exercice à l'autre de 84 millions de dollars ou de 19 % est attribuable principalement à ce qui suit :

Dépenses d'investissement	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Réduction	72 millions de dollars	Réduction des dépenses liées au projet de la remise à neuf de la station de Point Lepreau
Réduction	4 millions de dollars	Réduction des dépenses liées le projet d'amélioration de la turbine à la centrale Point Lepreau

Encaisse d'exploitation

Encaisse d'exploitation (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Encaisse d'exploitation	245 \$	273 \$	316 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(10 %)	(14 %)	33 %

Facteurs contribuant aux changements à l'encaisse d'exploitation

En 2009-2010, l'encaisse d'exploitation est passée à 245 millions de dollars, une baisse de 28 millions de dollars, en raison surtout des facteurs suivants.

Encaisse d'exploitation	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Réduction	187 millions de dollars	Diminution des bénéfices nets entraînant une perte
Facteurs compensateurs		
Augmentation	159 millions de dollars	Augmentation des montants facturés pour les activités qui n'exigent pas de paiement comptant immédiat (principalement attribuable à la dépréciation de la centrale de Dalhousie)

Changement du niveau total d'endettement

Réduction (augmentation) de la dette nette (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Encaisse d'exploitation	245 \$	273 \$	316 \$
Dépenses d'investissement	(356)	(438)	(409)
Recouvrement du capital (chargements de combustibles de PDVSA reçus)	106	57	86
Diminution (augmentation) du fonds de roulement	(65)	(60)	(80)
Fonds au titre du déclassé nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié – versements et bénéfices	(21)	(35)	(141)
Dépenses liées au déclassé	(7)	(2)	(1)
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation à la valeur de marché	(230)	(255)	(20)
Décassements libres	(328) \$	(460) \$	(249) \$
Dividendes versés	(13)	(13)	(11)
Changement dans l'encaisse	2	(6)	30
Increase in total debt	\$339	\$479	\$230

Facteurs contribuant aux changements de l'endettement total

Les décaissements libres ont représenté un total de 328 millions de dollars en 2009-2010, une diminution de 132 millions de dollars en comparaison à 2008-2009. Les facteurs suivants sont surtout responsables de la diminution.

Diminution de l'encaisse d'exploitation	Raisons
Facteurs contributifs	
Diminution de l'encaisse d'exploitation	• Bénéfices moins élevés entraînant une perte compensée en partie par une augmentation des montants facturés pour les activités qui n'exigent pas de paiement comptant immédiat (dus principalement à la dépréciation de la centrale de Dalhousie)
Diminution des dépenses d'investissement	• Projet de la remise à neuf de la centrale Point Lepreau • Projet d'amélioration de la turbine à la centrale Point Lepreau
Diminution des reports réglementaires (excluant les ajustements à l'évaluation à la valeur de marché)	• Changements nets aux reports réglementaires reliés au projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et au règlement de contre PDVSA

Dettes totale

Dettes totale (en millions de dollars)	2009-2010	2008-2009	2007-2008
Dettes à long terme	3 580 \$	3 464 \$	3 162 \$
Endettement à court terme	673	450	273
Dettes totale	4 253	3 914	3 435
Dettes/capital	96 %	93 %	91 %
Encaissement de l'exploitation/dettes totale	0,04	0,07	0,09

Changement à la dette totale d'un exercice à l'autre

La dette totale a augmenté de 339 millions de dollars en 2009-2010. Les flux de trésorerie de financement étaient de 142 millions de dollars moins élevés en 2008-2009, principalement en raison de :

- Diminution des dépenses d'investissement pour le projet de la remise à neuf de la centrale Point Lepreau

Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement en immobilisations. Depuis la restructuration du 1er octobre 2004, le groupe émet des obligations à long et à court termes à la Corporation financière de l'électricité (Corporation financière). En vertu de l'autorité que lui confère la Loi sur l'électricité, la Corporation financière émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

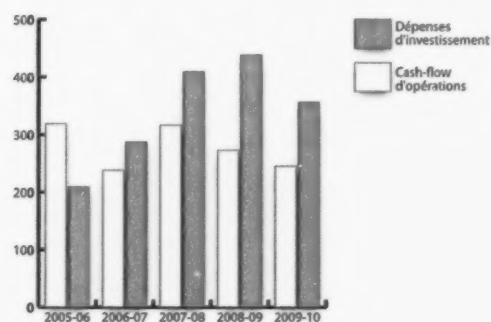
CHANGEMENTS AUX CONVENTIONS COMPTABLES ESSENTIELLES

Introduction

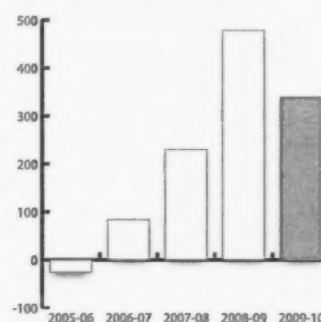
La présente section contient le compte rendu des conventions comptables d'Énergie NB qui ont été modifiées.

Sujets	Objectifs
Modification des conventions comptables pour l'exercice 2010	Le tableau ci-dessous décrit les modifications apportées aux conventions comptables par le Groupe Énergie NB au cours du dernier exercice financier en ce qui concerne <ul style="list-style-type: none"> • Instruments financiers – Divulgaration • Principes comptables généralement reconnus • Impôts
Changements futurs aux normes internationales d'information financière (IFRS)	Description des changements que la Corporation devra apporter dans l'avenir en vue de l'adoption des normes IFRS.

Composants des encaissements libres
(En millions de dollars)



Réduction de la dette nette
(En millions de dollars)



Changements aux conventions comptables pour l'exercice financier 2010

Modifications apportées au manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) adoptés par le Groupe	Exigences de la partie pour le Groupe Énergie NB	Incidence sur les résultats de 2010
Instruments financiers – Divulgaration		
Mis en œuvre le 1er avril 2009 : Chapitre 3862 - Instruments financiers – Divulgaration de renseignements	Ce chapitre a été modifié en juin 2009 pour améliorer les informations fournies sur la juste valeur et le risque de liquidité.	Autres exigences sur la divulgation à la Note 27.
Activités à tarifs réglementés		
Mis en œuvre le 1er avril 2009 : Chapitres <ul style="list-style-type: none"> 1100, Principes comptables généralement reconnus 3465, Modifications à l'impôt 	Ces chapitres ont été modifiés. Éliminer l'exemption temporaire, permettant aux entités assujetties à la réglementation des tarifs de ne pas établir de taux d'imposition sur les actifs et les passifs. Exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs.	Ces modifications n'auront aucune incidence sur les résultats financiers de la Corporation. Aucun ajustement n'est nécessaire, car Énergie NB calcule les impôts sur les bénéfices d'après le résultat comptable et n'effectue pas de redressement des frais dans le calcul du revenu imposable.

Changements futurs aux normes internationales d'information financière (IFRS)

Contexte

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé l'adoption des IFRS pour remplacer les PCGR canadiens pour les entités canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes. La date de transition pour le Groupe Énergie NB est située en avril 2011. À des fins de comparaison, il sera nécessaire de procéder au retraitement des montants présentés par la Corporation pour son exercice terminé le 31 mars 2011 ainsi que du bilan d'ouverture au 1er avril 2010.

Progrès accomplis à ce jour et évaluation de leur incidence

Une équipe de projet a été mise sur pied pour effectuer les travaux centraux du projet et le comité directeur participe à la gouvernance du projet. Des comptes rendus sur le projet sont régulièrement transmises au comité de vérification.

Le Groupe a terminé les activités d'évaluation de son plan de transition. Les principales différences entre les PCGR canadiens et les IFRS ont été recensées et la Corporation n'a pas encore pleinement déterminé l'incidence qu'aura cette adoption sur ses politiques, ses processus, ses systèmes et ses états financiers. Le Groupe s'attend à devoir consacrer beaucoup de temps à la détermination des soldes d'ouverture dans l'état consolidé de la situation financière, ainsi qu'à une augmentation importante des informations à fournir en raison de l'adoption des IFRS. Voici les principaux enjeux ayant une incidence sur le Groupe : pratiques comptables réglementaires, immobilisations corporelles, avantages sociaux, obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Des redressements seront apportés aux bénéfices non répartis lors de la transition.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Actuellement, les IFRS ne contiennent aucune norme particulière permettant la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. En décembre 2008, l'International Accounting Standards Board (IASB) a modifié son programme pour y inclure un projet lié à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Un exposé-sondage a été publié en juillet 2009, suivi d'une période d'appel à commentaires. Les réponses à l'exposé-sondage ont été nombreuses et conflictuelles. L'IASB est en voie de décider comment procéder avec ce projet.

En juillet 2010, le Conseil des normes comptables du Canada (« CNC ») a proposé de reporter la date d'adoption obligatoire des Normes internationales d'information financière (« IFRS ») dans le cas des entités admissibles ayant des activités à tarifs réglementés. La proposition permettrait de reporter de deux ans la date d'adoption obligatoire des IFRS pour le Groupe Énergie NB, soit du 1er janvier 2011 au 1er janvier 2013. Le report est facultatif et les entités peuvent encore opter d'adopter les IFRS en 2011 (ou plus tôt). Les entités qui choisissent de reporter l'adoption des IFRS à plus tard doivent continuer d'appliquer le chapitre 5 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Veuillez vous reporter à la note 4 o. des états financiers pour consulter les principales estimations comptables d'Énergie NB.

Les états financiers combinés de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation ») ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse des données. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont ceux généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens et la mise à jour des dossiers. Parmi ces contrôles et procédures, notons ce qui suit :

- la protection du système et divers contrôles financiers;
- des normes de qualité pour le recrutement et la formation des employés;
- un code de conduite;
- une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- la responsabilisation en matière de rendement;
- la communication des politiques et des lignes directrices au sein de la Corporation.

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

La responsabilité finale des états financiers incombe au conseil d'administration. Le conseil est aidé en ça par le comité de vérification, qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction pour mettre en oeuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction et avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Corporation, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et de leurs conclusions relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Corporation et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

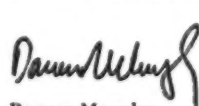
Le président et chef de la direction



Gaëtan Thomas

June 10, 2010

Le vice-président, finances,



Darren Murphy

À l'honorable Graydon Nicholas,
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick,
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan cumulé de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation ») au 31 mars 2010 et les états cumulés des résultats, du résultat étendu, des bénéfices non répartis (du déficit), du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Corporation. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers cumulés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Corporation au 31 mars 2010 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte & Touche LLP

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés
Le 10 juin 2010

ÉTAT CUMULÉ DES RÉSULTATS Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

Produits	2010	2009
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province (note 3)	1 207 \$	\$1 219 \$
À l'extérieur de la province (note 6)	229	217
Produits liés au transport (note 26)	91	89
Produits divers	59	73
Gain (perte) sur la créance à long terme et les contrats connexes (note 14)	49	(145)
	1 635	1 453

Charges

Combustible et achats d'énergie	887	869
Frais de transport (note 26)	86	82
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	447	415
Amortissement et déclassement (note 7)	199	186
Impôts (note 8)	40	43
	1 659	1 595

Perte avant frais de financement, reports réglementaires, dépréciation d'actifs et paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(24)	(142)
Frais de financement (note 9)	132	140
Perte pour dépréciation d'immobilisations corporelles (note 10)	161	-
Reports réglementaires (note 15)	(147)	(386)
(Perte) bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(170)	104
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie) (note 11)	(53)	34
(Perte nette) bénéfice net	(117) \$	70 \$

ÉTAT CUMULÉ DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DU DÉFICIT) Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

	2010	2009
Bénéfices non répartis (déficit) au début	39 \$	(18) \$
(Perte nette) bénéfice net de l'exercice	(117)	70
Dividendes déclarés (note 26)	(13)	(13)
(Déficit) bénéfices non répartis à la fin	(91) \$	39 \$

BILAN CUMULÉ Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

Actif à court terme	2010	2009
Trésorerie	4 \$	6 \$
Débiteurs (note 26)	307	290
Matières, fournitures et combustible	205	203
Charges payées d'avance	9	8
Tranche à court terme de la créance à long terme (note 14)	77	147
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 27)	11	82
	613	736
Immobilisations corporelles (note 16)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	7 508	7 306
Moins : amortissement cumulé	3 806	3 721
	3 702	3 585
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 17)	461	432
Actifs dérivés (note 27)	-	2
Actifs réglementaires (note 15)	482	317
Autres placements et actifs reportés (note 18)	5	7
	948	758
Autres actifs		
Palements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	16	2
Palements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices - autres éléments du résultat étendu (note 27)	27	29
Actif incorporel (note 19)	21	21
Prestations de retraite reportées (note 20)	52	59
	116	111
Actif total	5 379 \$	5 190 \$

AU NOM DE LA CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

, président du conseil



Ed Barrett

, président et chef de la direction



Gaëtan Thomas

BILAN CUMULÉ Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

Passif à court terme	2010	2009
Dette à court terme (note 21)	673 \$	450 \$
Créditeurs et charges à payer (note 26)	229	265
Intérêts courus (note 26)	35	39
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 22)	99	413
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 27)	118	210
	1 154	1 377
Dette à long terme (note 22)		
Déventures	3 481	3 051
Passif reporté		
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 23)	471	366
Autres (note 24)	95	84
Passifs dérivés (note 27)	4	7
	570	457
Capitaux propres		
Capital-actions (note 12)	140	140
Surplus d'apport	187	187
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(62)	(61)
(Déficit) bénéfices non répartis	(91)	39
	174	305
Total du passif et des capitaux propres	5 379 \$	5 190 \$

Engagements, éventualités et garanties (note 29)

BILAN CUMULÉ Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

	2010	2009
(Perte nette) bénéfice net	(117) \$	70 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Perte nette non réalisée sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹	(108)	(109)
Gain net (perte nette) non réalisé(e) lié(e) à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire ²	5	(11)
	(103)	(120)
Reclassement aux résultats des dérivés réglés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	102	17
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts	(1)	(103)
Résultat étendu	(118) \$	(33) \$

ÉTAT DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

	2010	2009
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début	(61) \$	42 \$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(1)	(103)
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin	(62) \$	(61) \$

¹ Déduction faite d'une économie d'impôt de 47 M\$ pour l'exercice terminé le 31 mars 2010, comparativement à une économie d'impôt de 54 M\$ au 31 mars 2009."

² Déduction faite des impôts de 2 M\$ pour l'exercice terminé le 31 mars 2010, comparativement à une économie d'impôt de 5 M\$ au 31 mars 2009."

³ Déduction faite des impôts de 45 M\$ pour l'exercice terminé le 31 mars 2010, comparativement à des impôts de 8 M\$ au 31 mars 2009."

BILAN CUMULÉ Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

Activités d'exploitation	2010	2009
(Perte nette) bénéfice net de l'exercice	(117) \$	70 \$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (note 25)	362	203
	245	273
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations		
nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(21)	(35)
Dépenses liées au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié	(7)	(2)
Reports réglementaires excluant les ajustements à la valeur de marché (note 15)	(230)	(255)
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(65)	(60)
	(78)	(79)
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du produit de la cession d'immobilisations et de la contribution de clients	(356)	(438)
Recouvrement de dépenses en immobilisations (livraisons reçues) (note 14)	106	57
	(250)	(381)
Activités de financement		
Remboursement de la dette	(414)	(284)
Produit de l'émission de la dette à long terme	530	585
Augmentation de la dette à court terme	223	178
Dividendes payés	(13)	(13)
	326	466
(Sorties) rentrées nettes	(2)	6
Trésorerie au début	6	-
Trésorerie à la fin	4 \$	6 \$

1. CONSTITUTION ET STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

Constitution

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la Loi sur l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. En 2004, Énergie NB a poursuivi ses activités sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (« Holding Énergie NB ») avec de nouvelles filiales d'exploitation (collectivement, le « groupe Énergie NB » ou le « Groupe »). Ces filiales sont les suivantes :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB »)
 - celle-ci comprend la New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (« Coleson Cove ») et Mine Reclamation Inc. (auparavant NB Coal Limited);
- la Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (« Énergie nucléaire NB »);
- la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (« Transport Énergie NB »);
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution Énergie NB »).

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers cumulés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers cumulés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus (collectivement, le « groupe Énergie NB » ou le « Groupe »).

3. RÉGLEMENTATION DES TARIFS

La présente note porte sur l'incidence de la réglementation des tarifs sur les filiales d'exploitation assujetties à cette réglementation, soit Transport Énergie NB et Distribution Énergie NB.

Transport Énergie NB

Facteurs

Les principaux facteurs qui jouent un rôle en ce qui a trait à la réglementation à laquelle est assujettie Transport Énergie NB sont les suivants :

Facteur	Fonction
Tarif d'accès au réseau de transport (le « TART »)	<ul style="list-style-type: none"> • Donne un accès non discriminatoire au réseau de transport de la province aux entités qui produisent et qui vendent de l'énergie ainsi qu'aux clients, qu'ils soient situés à l'intérieur ou à l'extérieur de la province. • Établit la façon dont le groupe Énergie NB génère des produits lui permettant d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport.
Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CESP »)	Surveille et réglemente le TART.
Exploitant du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Conçoit et gère le TART. • Perçoit les revenus provenant des clients de distribution – incluant Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et Distribution Énergie NB – et rembourse Transport Énergie NB de manière à combler ses besoins en revenus.

Prévision liée au rendement

On s'attend à ce que Transport Énergie NB perçoive des produits suffisants pour couvrir ses coûts et obtenir un rendement des capitaux propres. Un rendement de 9,5 % (à l'intérieur d'une fourchette variant de 8,5 % à 10,5 %) ainsi qu'une structure de capital composée à 65 % de dettes et à 35 % de capitaux propres ont été approuvés par l'organisme de réglementation dont Transport Énergie NB relève.

Distribution Énergie NB

Distribution Énergie NB est réglementée en vertu d'un système de réglementation des tarifs selon lequel les majorations moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou au pourcentage de variation de l'indice moyen des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, sont assujetties à l'approbation réglementaire de la CESP. En vertu du paragraphe 24(1) de la Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics, le ministre de l'Énergie peut ordonner à la CESP de s'enquérir sur la nécessité d'augmenter les tarifs de 3 % ou moins et de lui en faire rapport.

Actifs et passifs réglementaires

Des actifs ou passifs réglementaires peuvent découler du processus d'établissement des tarifs. Si toutes les conditions sont respectées, les bilans de Transport Énergie NB et de Distribution Énergie NB peuvent contenir :

- des actifs réglementaires, lesquels représentent les produits futurs attribuables à certains coûts engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs;
- des passifs réglementaires, lesquels représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients.

Tous les montants reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire sont assujettis à la législation ou à une approbation réglementaire.

Ainsi :

- les organismes de réglementation pourraient modifier les montants assujettis au report, auquel cas la modification serait immédiatement reflétée dans les états financiers;
- certaines périodes de recouvrement ou de règlement résiduelles sont celles prévues par la direction, et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient être différentes du fait d'une approbation réglementaire.

En ce qui a trait au report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, la Loi sur l'électricité a été modifiée afin d'inclure des directives concernant le traitement particulier des coûts engagés.

En ce qui a trait au report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA, la CESP a réglementé la façon dont les avantages du règlement doivent être transférés aux clients.

Transport Énergie NB

Au 31 mars 2010, Transport Énergie NB affichait un actif réglementaire lié à la provision pour fonds utilisés durant la construction, lequel est inclus dans les immobilisations corporelles (se reporter à la note 16). La CESP permet que la provision pour fonds utilisés pendant la construction en cours soit capitalisée mensuellement en ce qui a trait aux projets d'immobilisations. La provision pour fonds utilisés pendant la construction est établie selon le coût moyen pondéré du capital de Transport Énergie NB et elle est amortie sur la durée de vie future de l'actif connexe. Elle devrait être recouvrable à même le TART.

Distribution Énergie NB

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Au 31 mars 2010, Distribution Énergie NB affichait un actif au titre d'un report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Cet actif comprend :

- les coûts non incorporables habituels (déduction faite de tout produit) engagés par Énergie nucléaire NB;
- les coûts d'achat de l'énergie de remplacement engagés par Production Énergie NB au cours de la période de remise à neuf;
- déduction faite des frais inclus dans les tarifs actuels.

Ces montants seront :

- recouvrés auprès des clients sur la durée de vie utile de la centrale remise à neuf;
- reflétés dans les frais, tarifs et droits que demande Distribution Énergie NB aux clients (paragraphe 143.1 de la *Loi sur l'électricité*).

Règlement de la poursuite contre PDVSA

Au 31 mars 2010, Distribution Énergie NB affichait un actif au titre d'un report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 15). Les avantages du règlement seront :

- amortis sur la durée de vie utile de 23 ans de la centrale de Coleson Cove;
- crédités aux clients en versements échelonnés sur 17 ans, tel qu'il a été approuvé par la CESP.

Le report réglementaire reflète l'obligation de Distribution Énergie NB de porter au crédit des clients, sous forme de réduction des tarifs, les avantages nets du règlement. Ce report réglementaire constitue un actif puisque les avantages nets du règlement sont transférés aux clients avant qu'ils ne soient comptabilisés par le Groupe.

4. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Cette note présente les conventions comptables utilisées dans la préparation des états financiers et comprend les rubriques suivantes :

- a. Stocks de matières, de fournitures et de combustible
- b. Immobilisations corporelles
- c. Actif incorporel
- d. Opérations de change
- e. Dette à long terme
- f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
- g. Régimes de retraite
- h. Allocations de retraite
- i. Régimes de retraite anticipée
- j. Produits
- k. Instruments financiers
- l. Dérivés
- m. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts
- n. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables
- o. Utilisation d'estimations

a. Stocks de matières, de fournitures et de combustible

Les stocks de matières, de fournitures et de combustible, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti.

b. Immobilisations corporelles

Coût des ajouts

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial :

- des services de sous-traitance;
 - de la main-d'œuvre directe et du matériel;
 - des intérêts et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction;
 - des frais indirects d'administration;
 - des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
 - de la valeur de récupération;
 - des autres frais liés aux projets d'immobilisations;
- moins :
- les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service;
 - les contributions aux frais de construction, qui comprennent les montants reçus des clients ainsi que les subventions pour la recherche et le développement;
 - le recouvrement de capital provenant du règlement de poursuites et des réclamations d'assurance.

Déclassement de centrales et gestion de combustible nucléaire irradié

Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives :

- à la gestion de combustible nucléaire irradié;
- au déclassement des centrales thermiques et nucléaire.

Intérêts et provision pour fonds utilisés durant la construction

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement, en fonction du coût moyen pondéré des emprunts à long terme, sauf dans le cas de Transport Énergie NB, pour laquelle la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est capitalisée mensuellement pour les projets d'investissement en fonction du coût moyen pondéré du capital.

Coût des actifs du réseau de distribution mis hors service

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, moins le démontage et la récupération, est porté au débit de l'amortissement cumulé, comme le juge approprié la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (maintenant la « CESP »).

Amortissement des actifs

L'amortissement de tous les actifs est calculé à des taux permettant d'amortir leur coût net.

Durée d'utilisation prévue

La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire selon leur durée d'utilisation estimative comme suit :

Actifs	Années
Centrales électriques	
Centrale nucléaire ⁴	de 25 à 50
Centrales hydroélectriques	de 35 à 100
Centrales thermiques	de 25 à 35
Centrales à turbine à combustion	25
Réseau de transport	de 45 à 60
Postes et sous-stations	de 25 à 60
Réseau de distribution	de 16 à 40
Bâtiments	de 40 à 50
Système de communication et systèmes informatiques	de 3 à 15
Matériel minier	de 20 à 35
Véhicules	de 3 à 18

⁴ La durée de vie utile de la centrale nucléaire est calculée en fonction de sa remise à neuf.

Constatation des pertes de valeur

Le Groupe procède à un test de dépréciation de ses immobilisations corporelles lorsque le contexte indique que la valeur des flux de trésorerie nets futurs estimatifs non actualisés pourrait être inférieure à la valeur comptable nette des actifs. S'il y a dépréciation, une perte de valeur d'un montant équivalant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur sera constatée.

c. Actif incorporel

Les éléments d'actif incorporel sont inscrits au bilan, au coût, et sont amortis sur leur durée de vie utile estimative.

d. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère :

- peuvent être couverts au moyen de l'acquisition d'un contrat de change à terme;
- sont convertis en dollars canadiens comme suit :

Si un contrat de change à terme	le taux de change utilisé correspond au
n'est pas conclu,	taux de change en vigueur à la date du bilan.
est conclu,	taux de change stipulé dans le contrat.

Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

e. Dette à long terme

La dette à long terme est classée comme autres passifs aux fins de la comptabilisation des instruments financiers et est comptabilisée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif (se reporter à la note 4k). La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur de marché ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres de créance assortis de conditions et d'échéances analogues. Les escomptes et les primes sur débentures ainsi que les intérêts reportés ayant trait au financement de la dette sont amortis sur la durée des émissions concernées. Ces frais du service de la dette non amortis sont inclus dans la dette à long terme.

f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Ci-après sont présentés les conventions comptables relatives aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ainsi que des renseignements à l'égard :

- des centrales nucléaire et thermiques;
- des centrales hydroélectriques ainsi que des actifs des réseaux de transport et de distribution.

Centrales nucléaire et thermiques

Le groupe Énergie NB pourvoit aux coûts estimatifs futurs relatifs à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaire et thermiques pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint.

Calcul des coûts prévus

Les coûts futurs prévus sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses concernant :

- les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales nucléaire et thermiques;
- le coût du transport des matières nucléaires vers des installations de stockage permanent;
- les estimations des taux d'inflation futurs.

Le Groupe met périodiquement ses calculs à jour en raison :

- des progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié;
- des modifications apportées aux diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs.

Le groupe Énergie NB constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

Méthode de calcul

La Société de gestion des déchets nucléaires a été créée conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. La méthode utilisée par le groupe Énergie NB pour calculer le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est conforme aux recommandations de la Société de gestion des déchets nucléaires, telles qu'elles ont été approuvées par Ressources naturelles Canada.

Coûts comptabilisés comme passif

La valeur actualisée estimative des coûts suivants a été comptabilisée comme passif au 31 mars 2010 :

- les coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés quel que soit le volume de combustible irradié;
- les coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2010;
- les coûts de déclassement des centrales nucléaire et thermiques à la fin de leur durée de vie utile.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire utilisées chaque année, et les montants correspondants sont comptabilisés comme frais de combustible à l'état des résultats.

Les dépenses courantes engagées dans le cadre des activités suivantes sont imputées aux comptes du passif :

- la gestion du combustible nucléaire irradié;
- le déclassement des centrales nucléaire et thermiques.

Charge de désactualisation

La désactualisation représente l'augmentation de la valeur comptable du passif en raison de l'écoulement du temps.

La désactualisation est calculée pour les passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié ainsi qu'au déclassement des centrales nucléaires et thermiques. Plus précisément, la charge de désactualisation est :

- calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit du Groupe;
- incluse dans la charge d'amortissement.

Centrales hydroélectriques et actifs des réseaux de transport et de distribution

En ce qui a trait aux centrales hydroélectriques ainsi qu'aux actifs des réseaux de transport et de distribution, aucune date de mise hors service ne peut être déterminée. Par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement.

- Centrales hydroélectriques**
Le Groupe n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques et n'en a pas l'obligation juridique. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs seront utilisés dans un avenir prévisible.
- Actifs des réseaux de transport et de distribution**
Le groupe Énergie NB prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée.

Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que le Groupe a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

g. Régimes de retraite

Ci-après sont présentés les conventions comptables liées aux régimes de retraite ainsi que des renseignements à l'égard :

- des régimes en vigueur;
- de la méthode utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées;
- du rendement prévu de l'actif du régime;
- des gains et des pertes actuariels;
- de l'actif transitoire.

Régimes en vigueur

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des salariés de Mine Reclamation Inc., souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Mine Reclamation Inc. maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour ses employés.

Le Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick consiste en un régime interentreprises à prestations déterminées. Des précisions sur ce régime sont présentées ci-après.

Aspect	Précisions
Prestations de retraite	Établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été le plus élevés.
Accroissement	Annuellement, selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 % ou de 6 % selon la date du départ à la retraite.
Cotisations	Le Groupe et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipulent la <i>Loi sur la pension de retraite</i> dans les services publics et ses règlements.

Méthode utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées

La méthode de répartition des prestations a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Cette méthode fait appel à de complexes calculs actuariels reposant sur plusieurs hypothèses, dont les taux d'actualisation, les taux de rendement prévus des actifs au titre des régimes, les augmentations de salaire projetées, l'âge de départ à la retraite, les taux de mortalité et de cessation d'emploi.

Rendement prévu de l'actif au titre du régime

Le rendement prévu de l'actif au titre du régime de retraite est fondé sur le taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime ainsi que sur sa valeur de marché.

Gains et pertes actuariels

Les gains et les pertes actuariels excédant 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif au titre du régime de retraite au début de l'exercice, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

Actif transitoire

L'actif transitoire correspond à la juste valeur de marché de l'actif au titre du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000, et est amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active du groupe de salariés.

h. Allocations de retraite

Le groupe Énergie NB a constitué, pour les salariés, un régime d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu.

La valeur actualisée des obligations au titre des allocations de retraite constituées :

- est fondée sur des calculs actuariels;
- tient compte des hypothèses les plus probables de la direction en ce qui a trait aux projections des salaires et des traitements jusqu'à la date prévue du départ à la retraite;
- est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

i. Régimes de retraite anticipée

La valeur actualisée des coûts estimatifs futurs anticipés des régimes de retraite est imputée aux résultats dans l'exercice où les programmes sont acceptés par les salariés, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

j. Produits**Constataction des produits**

Le groupe Énergie NB constate les produits :

- lorsqu'il existe une preuve convaincante qu'un accord a été conclu;
- lorsque la livraison a eu lieu;
- lorsque le prix demandé à l'utilisateur est déterminé ou déterminable;
- lorsque le recouvrement est raisonnablement assuré.

Fréquence de la facturation

Billing occurs monthly, according to the table below. Revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period is estimated and accrued.

Type de clientèle	Fréquence de la facturation
<ul style="list-style-type: none"> résidentielle usage général majeure partie de la clientèle industrielle 	<ul style="list-style-type: none"> sur une base cyclique (c.-à-d. que la date de facturation mensuelle varie d'un client à l'autre).
<ul style="list-style-type: none"> transport industriel à l'extérieur de la province 	<ul style="list-style-type: none"> à la fin de chaque mois.

k. Instruments financiers

Un instrument financier correspond à tout contrat qui donne lieu à un actif financier pour une entité et à un passif financier ou un instrument de capitaux propres pour une autre entité (p. ex. débiteurs/créditeurs).

Les actifs et les passifs financiers sont initialement constatés à la juste valeur, et leur évaluation ultérieure dépend de leur classement tel qu'il est décrit ci-dessous. Leur classement est fonction de l'objectif de l'émission ou de l'acquisition des instruments financiers et de leurs caractéristiques. Les instruments sont désignés comme faisant partie d'une des cinq catégories suivantes :

- Détenus à des fins de transaction;
- Prêts et créances;
- Disponibles à la vente;
- Autres passifs;
- Détenus jusqu'à l'échéance.

Détenus à des fins de transaction

Les actifs et les passifs financiers de cette catégorie sont généralement acquis en vue d'être revendus avant leur échéance. Le Groupe peut décider de désigner tout actif ou passif financier comme détenu à des fins de transaction.

Les actifs suivants sont classés comme détenus à des fins de transaction :

- la trésorerie;
- la créance à long terme;
- les actifs dérivés ne faisant pas partie d'une relation de couverture.

Les passifs suivants sont classés comme détenus à des fins de transaction :

- les passifs dérivés ne faisant pas partie d'une relation de couverture.

Le Groupe n'a désigné aucun passif financier non dérivé comme détenu à des fins de transaction.

Comptabilisation des actifs et des passifs détenus à des fins de transaction

Ces actifs et passifs sont évalués à la juste valeur à la date du bilan. Les variations de la juste valeur sont incluses dans le bénéfice net. Ces variations comprennent :

- les intérêts gagnés;
- les intérêts courus;
- les gains et les pertes réalisés;
- les gains et les pertes non réalisés.

Prêts et créances

Les prêts et créances sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente correspondent aux actifs financiers non dérivés qui ne sont pas classés comme prêts et créances ou comme des placements détenus jusqu'à leur échéance ou détenus à des fins de transaction. Les actifs disponibles à la vente comprennent :

- les fonds liés au déclassement de la centrale nucléaire;
- les fonds liés à la gestion de combustible irradié.

Comptabilisation des actifs disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés comme suit :

Actif	Traitement comptable
Actifs pour lesquels un cours est disponible sur un marché actif	comptabilisés à la juste valeur et <ul style="list-style-type: none"> • les gains et les pertes non réalisés ne sont pas inclus dans le bénéfice net, mais sont plutôt constatés dans les autres éléments du résultat étendu; • les gains et les pertes sont transférés au bénéfice net au moment de leur réalisation.
Actifs pour lesquels aucun cours n'est disponible sur un marché actif	comptabilisés au coût.

Les intérêts sur les actifs financiers disponibles à la vente portant intérêt sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Autres passifs

Tous les passifs financiers du Groupe, à l'exception des passifs dérivés désignés comme détenus à des fins de transaction, sont inclus dans cette catégorie. Ils sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Méthode du taux d'intérêt effectif et coûts de transaction

Le groupe Énergie NB utilise la méthode du taux d'intérêt effectif pour constater les intérêts créditeurs ou les intérêts débiteurs. La méthode du taux d'intérêt effectif permet d'actualiser les sorties ou les rentrées de trésorerie futures estimatives sur la durée de vie prévue d'un instrument ou sur une période plus courte, selon le cas, de manière à obtenir la valeur comptable nette à la date du bilan. Le calcul tient compte des éléments suivants qui sont gagnés ou engagés :

- les coûts de transaction;
- les frais;
- les primes;
- les escomptes.

Les coûts de transaction liés aux instruments détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Juste valeur

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux (se reporter à la note 27). La hiérarchie est établie en fonction des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur.

I. Dérivés

Un dérivé est un instrument financier ou un autre contrat respectant les trois caractéristiques suivantes :

- sa valeur fluctue en fonction d'une variable sous-jacente (p. ex. un indice boursier);
- le placement net initial requis est nul ou minime;
- il sera réglé à une date future.

En vertu des contrats dérivés, le Groupe règle des montants selon l'écart entre un prix variable mensuel cumulatif fondé sur un indice et un prix fixe. Le prix fixe qui découle de ce calcul est reflété dans le bénéfice net.

Utilisation des dérivés et documentation connexe

Le Groupe utilise des dérivés pour gérer ou couvrir certaines expositions. Il n'utilise pas les dérivés à des fins de spéculation ou de négociation. Certains instruments financiers dérivés détenus par le Groupe sont admissibles à la comptabilité de couverture. Pour déterminer quels instruments sont admissibles à la comptabilité de couverture, le Groupe constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard :

- de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts au moment de leur établissement;
- de son évaluation de l'efficacité de la relation de couverture;
- des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture.

Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

Comptabilisation des dérivés

Les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture sont constatés à la juste valeur dans le bilan. La comptabilisation des variations de la juste valeur dépend de l'efficacité du dérivé à titre de couverture. En général, un dérivé constitue une couverture efficace d'un autre élément lorsque les variations de leur juste valeur ou de leurs flux de trésorerie respectifs se contrebalancent presque parfaitement. En raison de la nature de certaines relations de couverture, la juste valeur ou les flux de trésorerie ne se contrebalancent pas parfaitement, ce qui correspond à la tranche inefficace de la couverture.

Les différentes tranches de la variation de la juste valeur d'un dérivé sont comptabilisées comme suit :

La tranche	est comptabilisée dans
efficace	les autres éléments du résultat étendu, hors du bénéfice net de l'exercice.
inefficace	le bénéfice net.

Si un instrument de couverture est vendu ou résilié avant son échéance, ou s'il cesse d'être efficace à titre de couverture :

- le Groupe cesse alors d'appliquer la comptabilité de couverture à cet instrument;
- tout gain ou perte constaté antérieurement dans les autres éléments du résultat étendu est immédiatement comptabilisé en résultat net.

m. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

Le groupe Énergie NB, à l'exception de Mine Reclamation Inc., est tenu, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, de faire des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (se reporter à la note 26). Le total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts se compose de ce qui suit :

- une composante impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 31,00 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2010, comparativement à 32,38 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2009;
- une composante impôts sur le capital fondée sur les règles fiscales des grandes sociétés qui font partie de la *Loi de l'impôt sur le revenu du Nouveau-Brunswick*, le taux d'impôt sur le capital du Nouveau-Brunswick étant de 0 % au 31 mars 2010, comparativement à 0,75 % au 31 mars 2009;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les autres éléments du résultat étendu en fonction d'un taux de 31,00 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2010, comparativement à 32,38 % pour l'exercice terminé le 31 mars 2009.

Le Groupe constate également l'économie au titre de paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices résultant de pertes d'une période lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'un bénéfice suffisant sera généré dans des périodes ultérieures pour contrebalancer les pertes subies antérieurement.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sont calculés au niveau des filiales d'exploitation.

n. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

Une « entité à détenteurs de droits variables » est une entité assujettie à la consolidation conformément aux dispositions de la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15 de l'ICCA.

Le groupe Énergie NB possède plusieurs droits variables sous forme de contrats d'achat d'énergie avec des sociétés tierces. Le Groupe n'a pas consolidé les résultats financiers de ces entités tierces.

Raisonnement relatif à tous les contrats à l'exception d'un de ceux-ci

Pour tous les contrats en question à l'exception d'un de ceux-ci, il a été déterminé qu'un montant négligeable de variabilité est absorbé par le Groupe relativement aux contrats visés et que, par conséquent, la consolidation n'est pas de mise.

Raisonnement relatif au contrat faisant l'objet d'une exception

Il existe un contrat d'achat d'énergie concernant l'achat de toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004. Pour l'exercice terminé le 31 mars 2010, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 41 millions de dollars, comparativement à 63 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 mars 2009.

Le Groupe n'a pas été en mesure d'obtenir l'information nécessaire et, par conséquent, il n'a pu évaluer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables. Le Groupe n'a donc pas consolidé les résultats financiers de cette entité tierce.

o. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur :

- les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers;
- les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de l'exercice.

Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Le tableau suivant présente les notes qui font référence à ces estimations.

Note	Estimation
Note 4j	Estimations des montants facturés
Note 7	Amortissement et déclassement des immobilisations
Note 14	Créance à long terme
Note 15	Actifs et passifs réglementaires
Note 17	Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 20	Prestations de retraite reportées
Note 23	Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 24	Passifs reportés – autres
Note 27	Instruments financiers

5. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES**Modifications de conventions au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2010**

Au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2010, le groupe Énergie NB a adopté les recommandations suivantes du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* :

Chapitre	Description et exigences	Incidence sur les résultats de 2010
Chapitre 3862, intitulé « Instruments financiers – informations à fournir »	Ce chapitre a été modifié en juin 2009 afin d'améliorer les informations à fournir concernant la juste valeur.	Présentation d'informations supplémentaires à la note 27.
Chapitre 1100, intitulé « Principes comptables généralement reconnus »	L'exception temporaire permettant aux entités à tarifs réglementés de ne pas constater leurs passifs et actifs d'impôts futurs a été éliminée.	Ces modifications n'auront aucune incidence sur les résultats financiers de la Corporation. Aucun ajustement n'est nécessaire puisque Énergie NB calcule les impôts en fonction du bénéfice comptable et n'apporte aucun ajustement lié aux charges dans le calcul du bénéfice imposable.
Chapitre 3465, intitulé « Impôts sur les bénéfices »	Ce chapitre exige la constatation d'un actif ou d'un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs ou payés à ceux-ci.	

Modifications comptables futures**Normes internationales d'information financière (IFRS)**

Le tableau suivant présente les questions relatives à la mise en œuvre des IFRS ainsi que son incidence sur le groupe Énergie NB.

Dates importantes

Date	Événement
Octobre 2009	Le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a publié un troisième et définitif exposé-sondage à portée générale sur les IFRS. Cet exposé-sondage intègre aux PCGR du Canada toute modification apportée aux IFRS depuis la publication du Recueil 2008. Il complète le processus d'incorporation des IFRS aux PCGR du Canada.
1er avril 2011	Date de transition pour le groupe Énergie NB À des fins de comparaison, il sera nécessaire de procéder au retraitement des montants présentés par la Corporation pour son exercice terminé le 31 mars 2011 ainsi que du bilan d'ouverture au 1er avril 2010.

6. PRODUITS PROVENANT DE L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

Les produits provenant de l'extérieur de la province se détaillent comme suit :

	2010	2009
Clients aux États-Unis	84 \$	47 \$
Clients au Canada	145	170
Total des produits provenant de l'extérieur de la province	229 \$	217 \$

7. AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

	2010	2009
Amortissement	173 \$	165 \$
Déclassement	26	21
Amortissement et déclassement	199 \$	186 \$

8. IMPÔTS

	2010	2009
Impôts fonciers	23 \$	22 \$
Impôts sur les services publics et les emprises	17	17
Palements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux ⁵	-	4
Impôts	40 \$	43 \$

⁵ Le taux d'impôt sur le capital du Nouveau-Brunswick était de 0 % au 31 mars 2010 (0,75 % au 31 mars 2009).

9. FRAIS DE FINANCEMENT

	2010	2009
Intérêts débiteurs (note 26)	197 \$	193 \$
Moins les revenus tirés des fonds en fiducie et des autres placements	(22)	(21)
	175	172
Frais de gestion du portefeuille de la dette	26	22
Frais du service de la dette reportés	3	2
(Gains) pertes de change réalisé(e)s	4	(11)
	208	185
Moins les intérêts capitalisés	(76)	(45)
Frais de financement	132 \$	140 \$

Intérêts versés au cours de l'exercice

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 193 millions de dollars, comparativement à 195 millions de dollars en 2009. Les intérêts perçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 21 millions de dollars, comparativement à 21 millions de dollars en 2009.

10. PERTE POUR DÉPRÉCIATION D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Au cours de l'exercice, la valeur des actifs de la centrale de Dalhousie a été réduite par suite de la dépréciation découlant de l'intention de fermer la centrale le 31 mars 2011 et de la déclasser. La valeur des actifs a été réduite à 34 millions de dollars, ce qui correspond à la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs prévus de la centrale. Ces flux de trésorerie tiennent compte des produits (capacité, énergie et tiers) qui seront générés, déduction faite des frais d'exploitation, jusqu'à la fermeture de la centrale.

Valeur comptable nette avant la perte de valeur	195 \$
Perte de valeur	161
Valeur comptable nette après la perte de valeur	34 \$

11. PAIEMENTS SPÉCIAUX TENANT LIEU D'IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Ci-après sont présentés les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices du groupe Énergie NB ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices pour l'exercice;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu.

Paiements spéciaux pour l'exercice

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie) se détaillent comme suit :

	2010	2009
(Perte) bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(170) \$	104 \$
Perte non assujettie à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Mine Reclamation Inc.)	15	-
(Perte) bénéfice assujetti(e) à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(155)	104
Taux d'imposition	31.00%	32.38%
	(48)	34
Écart de taux lié au report de perte en arrière de l'exercice considéré	(5)	-
	(53) \$	34 \$

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices versés au cours de l'exercice se sont élevés à 8 millions de dollars, comparativement à 58 millions de dollars en 2009.

Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu

Les paiements spéciaux futurs au titre des autres éléments du résultat étendu se détaillent comme suit :

	2010	2009
Autres éléments du résultat étendu avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(1) \$	(154) \$
Taux d'imposition	31.00%	32.38%
Palements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	- \$	(51) \$

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie) sont calculés séparément pour chacune des entreprises.

12. CAPITAL-ACTIONS

Le groupe Énergie NB, avec l'approbation de la Corporation financière, est autorisé à émettre un nombre illimité d'actions de catégories A et B sans valeur nominale.

Le capital-actions émis et en circulation se détaille comme suit :

	Catégorie A	Catégorie B
Nombre d'actions	1	1 006
Avec ou sans droit de vote	Avec droit de vote	Sans droit de vote
Actionnaire	Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick	Corporation financière
Valeur	Nominale	140 \$ (valeur attribuée)
Droit aux dividendes	Le détenteur d'actions de catégorie A ne peut recevoir de dividendes tant que des actions de catégorie B demeurent en circulation.	Le détenteur d'actions de catégorie B a le droit de recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration. Le pourcentage désigné des dividendes déclarés peut varier au gré de l'actionnaire et selon la situation financière du Groupe. Les dividendes sont déclarés par Transport Énergie NB et payés par les filiales d'exploitation.

13. GESTION DU CAPITAL

L'objectif de la Corporation à l'égard de sa structure du capital consiste à maintenir un accès efficace au capital à long terme au coût le moins élevé possible pour les clients. Les emprunts de la Corporation sont conclus avec la Corporation financière, laquelle agit à titre d'agent pour le Groupe, et sont garantis par la province du Nouveau-Brunswick. Le Groupe est essentiellement financé au moyen de capitaux empruntés.

La structure du capital de la Corporation comprend les éléments suivants :

Aux 31 mars	2010	2009
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	99 \$	413 \$
Moins : trésorerie	4	6
	95	407
Dette à court terme	673	450
Dette à long terme	3 481	3 051
Capital-actions	140	140
Surplus d'apport	187	187
(Déficit) bénéfices non répartis	(91)	39
Total du capital	4 485 \$	4 274 \$
Pourcentage de la dette nette dans la structure du capital	95%	91%

14. CRÉANCE À LONG TERME

Ci-après sont présentés les éléments liés au règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (« PDVSA ») ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- le montant et les modalités du règlement;
- l'utilisation et la comptabilisation du montant du règlement.

Montant et modalités du règlement

Le 3 août 2007, le groupe Énergie NB a réglé une poursuite contre PDVSA pour un montant total de 333 millions de dollars. Le règlement se détaille comme suit :

Montant	Modalités du règlement
115 millions de dollars	Versé par PDVSA au moment de la signature.
218 millions de dollars	PDVSA s'est engagée à livrer une quantité précise de combustible dans l'avenir. Le Groupe a calculé la valeur de l'engagement au moment du règlement, d'après : <ul style="list-style-type: none"> • les prix à terme; • les dates de livraison prévues.

Utilisation et comptabilisation du montant du règlement

Le règlement de la poursuite permet au Groupe de recouvrer une partie de son investissement lié à la préparation de la centrale de Coleson Cove pour recevoir et brûler de l'Orimulsion. Par conséquent, la plus grande partie du montant du règlement, soit 304 millions de dollars, a été portée en réduction de la valeur comptable nette de la centrale.

Le Groupe constatera les avantages du règlement de la poursuite au moyen d'une réduction des intérêts et de l'amortissement découlant de :

- la diminution du niveau d'endettement;
- la diminution de la valeur comptable nette de la centrale de Coleson Cove.

Au cours de l'exercice 2009-2010, le règlement a donné lieu à :

- une baisse des intérêts débiteurs de 7 millions de dollars;
- une diminution de l'amortissement de 14 millions de dollars en raison de la réduction de la valeur comptable nette de la centrale.

Finalement, l'avantage net du règlement sera accumulé au moyen d'un report réglementaire et crédité aux clients au moyen de réductions de taux échelonnées sur une période de 17 ans, conformément à l'approbation de la CESP (se reporter à la note 3).

Créance à long terme	2010	2009
Solde d'ouverture	147 \$	307 \$
Livraisons reçues	(106)	(57)
	41	250
Gain (perte) sur la créance à long terme et les couvertures connexes ⁶		
Total du gain (de la perte) sur la créance à long terme et les contrats connexes	49	(145)
Ajustements de coûts réalisés	16	10
Ajustements non réalisés découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures connexes ⁷	(29)	32
Gain (perte) découlant de l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	36	(103)
	77	147
Moins : tranche à court terme	(77)	(147)
Solde de clôture	- \$	- \$

⁶ Les ajustements découlant de l'évaluation à la valeur de marché sont temporaires et se résorberont lorsque toutes les livraisons de combustible auront été reçues. Au 31 mars 2010, la créance affiche un gain non réalisé découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 22 millions de dollars.

⁷ Les (pertes) gains non réalisé(e)s sur les couvertures de contrats de fret connexes sont constaté(e)s dans les actifs ou les passifs dérivés.

15. REGULATORY ASSETS AND LIABILITIES

Distribution Énergie NB a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 482 millions de dollars au 31 mars 2010, comparativement à 317 millions de dollars au 31 mars 2009. Le tableau suivant présente un rapprochement des deux actifs réglementaires.

Actif (passif) réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA	2010	2009
Solde d'ouverture	77 \$	(75) \$
Ajustement du report dans l'état des résultats		
Économie au titre de l'amortissement et des intérêts	(21)	(18)
(Gain) perte non réalisé(e) découlant de l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	(36)	103
(Gain) perte non réalisé(e) découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures de contrats de fret connexes	(29)	32
Ajustement des coûts sur les livraisons reçues	16	10
Avantage échelonné pour les clients ^a	24	25
	(46)	152
Intérêts sur le report	2	-
	(44)	152
Solde de clôture	33 \$	77 \$
Actif réglementaire – Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	2010	2009
Solde d'ouverture	\$240	\$2
Ajustement du report dans l'état des résultats		
Coûts engagés au cours de la période	176	176
Coûts additionnels liés à l'approvisionnement en énergie	223	267
Compensation pour les coûts inclus dans les tarifs actuels	(206)	(209)
	193	234
	433	236
Intérêts sur le report	16	4
Solde de clôture	449 \$	240 \$
Total des actifs réglementaires	482 \$	317 \$

^a Représente la tranche relative à l'exercice considéré des avantages prévus découlant du règlement de la poursuite contre PDVSA, lesquels sont crédités aux clients sous forme de versements échelonnés sur une période de 17 ans.

Ajustement (de la perte) du bénéfice en fonction du report réglementaire	2010	2009
Règlement de la poursuite contre PDVSA	(46) \$	152 \$
Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	193	234
Ajustement (de la perte) du bénéfice en fonction du report réglementaire	147 \$	386 \$

16. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Le coût, l'amortissement cumulé et la valeur comptable nette des immobilisations corporelles se détaillent comme suit :

	2010			2009		
	Cost	Accumulated amortization	Net book value	Cost	Accumulated amortization	Net book value
Centrales électriques	4 364 \$	2 747 \$	1 617 \$	4 411 \$	2 655 \$	1 756 \$
Réseau de transport	358	169	189	354	162	192
Postes et sous-stations	512	287	225	489	276	213
Réseau de distribution	825	409	416	803	394	409
Bâtiments et propriétés	62	37	25	60	36	24
Système de communication et systèmes informatiques	142	106	36	129	96	33
Matériel minier	-	-	-	56	53	3
Véhicules	68	37	31	50	36	22
Actifs divers	34	14	20	27	13	14
Construction en cours	1,143	-	1,143	919	-	919
Total	7 508 \$	3 806 \$	3 702 \$	7 306 \$	3 721 \$	3 585 \$

Les coûts de construction en cours liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau s'élevaient à 942 millions de dollars au 31 mars 2010, comparativement à 747 millions de dollars au 31 mars 2009.

La charge liée au coût des capitaux propres (provision pour fonds utilisés durant la construction) pour 2010 s'est établie à 1 million de dollars, comparativement à 1 million de dollars en 2009.

17. FONDS AU TITRE DU DÉCLASSEMENT DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE ET DE LA GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

Ci-après sont présentés les fonds distincts constitués par le groupe Énergie NB au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- les exigences relatives aux fonds;
- les fonds du groupe Énergie NB;
- l'état des fonds du groupe Énergie NB.

Exigences relatives aux fonds

La Loi sur les déchets de combustible nucléaire oblige les principaux propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer un fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter le plan de stockage à long terme proposé par la Société de gestion des déchets nucléaires, une entité créée en vertu de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire et détenue par les principaux propriétaires de combustible nucléaire irradié.

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (la « CCN ») exige que le Groupe maintienne certains fonds distincts afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau. Le montant de ces fonds constitués servira à satisfaire aux exigences de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire.

Fonds du groupe Énergie NB

Le groupe Énergie NB a constitué les fonds suivants, chacun desquels est détenu dans un compte de garde.

Fonds	Fiduciaire	Objectif	Exigences de financement
Fonds distinct au titre du déclassement et fonds distinct au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Ministre des Finances provincial	Satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la CCSN	Établies annuellement d'après les obligations à court terme et la valeur de marché du fonds. Le montant de la cotisation pour l'exercice 2009-2010 s'est établi à néant (15 millions de dollars pour l'exercice 2008-2009).
Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Ministre des Finances fédéral	Respecter la Loi sur les déchets de combustible nucléaire et satisfaire aux exigences de la CCSN	En vertu de la Loi, le Groupe est tenu de verser une cotisation au fonds en fiducie d'un montant fondé sur la formule de financement approuvée. Le montant de la cotisation pour l'exercice 2009-2010 s'est établi à 14 millions de dollars, dont une tranche de 3 millions de dollars est liée aux exigences de financement de l'exercice 2008-2009 (4 millions de dollars pour l'exercice 2008-2009).

État des fonds du groupe Énergie NB

Le tableau suivant présente l'état de chaque fonds Nuclear funds

	2010	2009
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Fonds distinct au titre du déclassement	148 \$	137 \$
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	246	246
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	67	49
	313	295
Total des fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié ⁹	461 \$	432 \$

⁹ Comprend un ajustement découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 22 millions de dollars au 31 mars 2010, comparativement à 15 millions de dollars au 31 mars 2009.

18. AUTRES PLACEMENTS ET ACTIFS REPORTÉS

Le Groupe a conclu un accord de 15 ans avec un tiers pour qu'il construise et exploite une installation de séparation de cendres à la centrale Belledune afin de transformer les cendres volantes produites à l'installation. L'investissement de 6 millions de dollars en 2007 représente la quote-part du coût de l'installation exigée du Groupe. Conformément à cet accord, le Groupe percevra des redevances sur la vente des cendres transformées sur la durée de l'accord. L'investissement est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de l'accord.

Les actifs reportés sont liés aux coûts engagés pour le dragage. Ces coûts sont amortis sur une période de cinq ans.

	2010	2009
Investissement lié à la séparation de cendres	4 \$	6 \$
Actifs reportés	1	1
	5 \$	7 \$

19. ACTIF INCORPOREL

En 2007, le Groupe a fait l'acquisition de la centrale de Nepisiguit. L'acquisition comprenait un terrain, un barrage, de l'équipement et la cession d'un droit prévu par la loi pour produire de l'électricité sur la rivière Nepisiguit.

La juste valeur de marché estimative de la cession des droits était de 22 millions de dollars et est amortie sur la durée de vie restante de la centrale.

	2010	2009
Opening balance	21 \$	22 \$
Amortization	-	(1)
	21 \$	21 \$

20. PRESTATIONS DE RETRAITE REPORTÉES

Ci-après sont présentés des renseignements détaillés sur les prestations de retraite reportées du groupe Énergie NB ainsi que des renseignements à l'égard des éléments suivants :

- les régimes de retraite en vigueur;
- les hypothèses;
- les coûts;
- les actifs et obligations;
- les cotisations.

Régimes de retraite en vigueur

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des employés de Mine Reclamation Inc., souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick qui est décrit à la note 4g). L'actif et le passif au titre du régime du groupe Énergie NB et du régime de Mine Reclamation Inc. sont calculés au 31 mars 2010. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du Régime de pension de retraite dans les services publics est datée du 1er avril 2008. La prochaine évaluation actuarielle doit être terminée au 1^{er} avril 2011.

Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2010 (%)	2009 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	6,30	6,50
Taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime	7,30	7,50
Augmentations salariales prévues	2,5	2,5

Coûts

Les coûts constatés et inclus dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice sont les suivants :

	2010	2009
Coût des services rendus au cours de l'exercice	16 \$	24 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	72	66
(Gain réel) perte réelle sur l'actif au titre du régime	(161)	190
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif au titre du régime	98	(254)
Pertes actuarielles (gains actuariels) sur l'obligation au titre des prestations constituées	27	(201)
Écart entre la perte actuarielle constatée pour l'exercice et la perte actuarielle sur l'obligation au titre des prestations constituées pour l'exercice	(10)	214
Amortissement de l'actif transitoire	(3)	(3)
Perte sur règlement	1	-
Gain sur compression	(2)	-
	38 \$	36 \$

En décembre 2009, NB Coal Ltd. (aujourd'hui Mine Reclamation Inc.) a mis fin à ses activités d'exploitation du charbon. Les anciens employés de NB Coal Ltd. (aujourd'hui Mine Reclamation Inc.) cesseront de recevoir les avantages versés aux termes du régime à prestations déterminées.

La variation de l'obligation au titre des prestations constituées découlant de l'élimination des années de service futures prévues des employés actifs a donné lieu à un gain sur compression de 2 millions de dollars.

Bon nombre des membres actifs ont reçu les prestations auxquelles ils avaient droit sous forme d'un paiement forfaitaire prélevé à même la caisse de retraite. Le droit aux prestations des membres actifs a été éliminé de l'obligation et de l'actif au titre du régime, ce qui a entraîné une perte sur règlement de 1 million de dollars.

Actifs et obligations

Les actifs et obligations découlant du Régime de pension de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de NB Coal attribuables à la quote-part du Groupe de ces régimes se résument comme suit aux 31 mars :

	2010	2009
Actif de la caisse de retraite, à la juste valeur	987 \$	840 \$
Obligation au titre des prestations constituées	1 178	1 106
Déficit des régimes de retraite	(191)	(266)
Actif transitoire non amorti	(19)	(24)
Pertes non amorties	262	349
Prestations de retraite reportées	52 \$	59 \$

Cotisations

Conformément aux règlements, les cotisations se détaillent comme suit :

	2010	2009
Cotisations des salariés	13 \$	12 \$
Cotisations de l'employeur	30 \$	28 \$

21. DETTE À COURT TERME

Le groupe Énergie NB emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Au 31 mars 2010, la dette à court terme envers la Corporation financière était de 673 millions de dollars, comparativement à 450 millions de dollars au 31 mars 2009.

22. DETTE À LONG TERME

Le Groupe emprunte des fonds auprès de la Corporation financière pour financer ses obligations à long terme. Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard de la dette à long terme du Groupe ainsi que des éléments suivants :

- les emprunts à long terme à la fin de l'exercice;
- les échéances;
- les taux d'intérêt;
- les frais de gestion du portefeuille de la dette;
- les remboursements de capital.

Emprunts à long terme à la fin de l'exercice

Les emprunts à long terme à la fin de l'exercice se résument comme suit :

	2010	2009
Débtentures détenues par la Corporation financière	3 645 \$	3 508 \$
Autre	1	1
	3 646	3 509
Frais du service de la dette reportés non amortis	(66)	(45)
	3 580	3 464
Moins : tranche à court terme	(99)	(413)
Dette à long terme	3 481 \$	3 051 \$

Échéances

Les dates d'échéance des débtentures se situent entre 2010 et 2039. Les conditions des débtentures sont telles que le Groupe doit faire des remboursements annuels de capital de un pourcent du montant initial de chaque débtenture à la date anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance réelle des débtentures, date à laquelle le solde du capital restant sera remboursé.

Taux d'intérêt

Les débtentures portent intérêt à des taux fixes variant de 3,35 % à 8,75 %. Au 31 mars 2010, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débtentures en cours était de 5,23 %, comparativement à 5,46 % au 31 mars 2009.

Frais de gestion du portefeuille de la dette

Le Groupe paie à la Corporation financière des frais annuels de gestion du portefeuille de la dette se chiffrant à 0,6489 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme en début d'exercice.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme viennent à échéance comme suit :

Exercices se terminant les	Remboursement de capital
31 mars 2011 – tranche à court terme	99 \$
31 mars 2012	545
31 mars 2013	471
31 mars 2014	176
31 mars 2015	26
31 mars 2016 et par la suite	2 329
Tranche à long terme	3 547 \$
	3 646 \$

23. PASSIFS AU TITRE DU DÉCLASSEMENT DES CENTRALES ET DE LA GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

Ci-après sont présentés des renseignements sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations du groupe Énergie NB ainsi que sur les éléments suivants :

- la nature des passifs;
- les hypothèses utilisées pour le calcul des passifs;
- les passifs à la fin de l'exercice.

Nature des passifs

Les passifs se détaillent comme suit :

Passif	Nature	Renseignements sur le financement
Déclassement des centrales thermiques	Coût du déclassement des centrales thermiques à la fin de leur durée de vie utile.	Le passif n'est pas financé.
Déclassement de la centrale nucléaire	Coût du déclassement de la centrale nucléaire à la fin de sa durée de vie utile.	Se reporter à la note 17 pour des renseignements sur le financement de ce passif.
Gestion du combustible nucléaire irradié	Coût de la gestion à court et à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié générées par la centrale nucléaire.	Se reporter à la note 17 pour des renseignements sur le financement de ce passif.

Hypothèses utilisées pour le calcul des passifs

Les principales hypothèses sur lesquelles sont fondés les passifs se détaillent comme suit :

	Déclassement des centrales thermiques	Déclassement de la centrale nucléaire	Gestion du combustible nucléaire irradié
Montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif			
– 2010	160 \$	872 \$	787 \$
– 2009	124 \$	702 \$	770 \$
Raison de l'augmentation	Indexation et variation du passif découlant de la mise à jour des estimations de coûts et de la révision du calendrier des flux de trésorerie	Indexation et variation du passif par suite d'un examen effectué récemment ayant révélé la nécessité d'augmenter certains coûts de déclassement	Indexation
Dépenses en espèces requises jusqu'à l'an	2035	2076	2174
Taux utilisé pour actualiser les flux de trésorerie			
– pour la constatation initiale du passif	7,1 %	7,1 %	7,1 %
– pour la constatation ultérieure du passif additionnel	De 5,3 à 6,3 %	5,9 %	De 5,2 à 5,9 %
Taux d'inflation utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	2,0 %	2,0 %	De 1,8 à 3,6 %

Passifs à la fin de l'exercice

Les passifs au titre du déclassement des centrales nucléaire et thermiques et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établissent comme suit :

	2010	2009
Solde au début	55 \$	54 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	35	-
Plus : charge de désactualisation	5	3
Moins : dépenses	(2)	(2)
Solde à la fin	93 \$	55 \$
Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début	88 \$	82 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	52	-
Plus : charge de désactualisation	6	6
Solde à la fin	146 \$	88 \$
Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	223 \$	211 \$
Plus : charge de désactualisation	12	12
Moins : dépenses	(3)	-
Solde à la fin	232 \$	223 \$
Total du passif au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible irradié	471 \$	366 \$

24. PASSIFS REPORTÉS – AUTRES

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des autres passifs reportés du groupe Énergie NB ainsi que des éléments suivants :

- le passif au titre des prestations de retraite anticipée;
- le passif au titre des allocations de retraite;
- l'obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.

Le tableau suivant présente un sommaire des autres passifs reportés du Groupe.

	2010	2009
Régimes de retraite anticipée	56 \$	47 \$
Régime d'allocations de retraite	26	24
Autres avantages sociaux futurs à payer	5	5
Remise en état des terres de Mine Reclamation Inc.	3	3
Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.	10	10
Moins : montants échéant à moins de un an ¹⁰	(5)	(5)
Passifs reportés – autres	95 \$	84 \$

¹⁰ Les montants échéant à moins de un an sont inclus dans les créanciers et charges à payer.

Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme en fait mention la note 4i), le groupe Énergie NB a un régime de retraite anticipée sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1^{er} avril 2008.

Le tableau suivant présente :

- les principales hypothèses établies par la direction;
- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation du Groupe à la fin de l'exercice.

	2010	2009
Hypothèses		
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer le montant du passif au titre des prestations de retraite anticipée	6,30%	6,50%
Coût		
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	4 \$	4 \$
Prestations spéciales de cessation d'emploi ¹¹	9	-
Coûts constatés pour l'exercice	13 \$	4 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	57 \$	47 \$
Pertes non amorties	(1)	-
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	56 \$	47 \$

¹¹ Au cours de l'exercice, des prestations spéciales de cessation d'emploi totalisant 9 millions de dollars ont été comptabilisées. Ces coûts sont liés à l'abandon des activités d'exploitation du charbon de Mine Reclamation Inc. ainsi qu'à la fermeture de la centrale de Grand Lac.

Comptabilisation du passif au titre des prestations de retraite anticipée

Le montant cumulatif des charges engagées en excédent des sommes versées dans le cadre du régime de retraite anticipée est comptabilisé à titre de passif reporté.

Passif au titre des allocations de retraite

Comme en fait mention la note 4h), le Groupe a un régime d'allocations de retraite sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1^{er} avril 2008.

Hypothèses

Voici les principales hypothèses établies par la direction :

	2010	2009
	%	%
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer le passif au titre des allocations de retraite	6,30	6,50
Augmentations salariales prévues	2,5	2,5

Le tableau qui suit présente :

- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation du Groupe à la fin de l'exercice.

	2010	2009
Coûts constatés pour l'exercice		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2 \$	2 \$
Intérêt sur le passif au titre des allocations de retraite	3	4
Perte sur règlement	1	-
Coûts constatés pour l'exercice	6 \$	6 \$

Obligation

Obligation au titre des prestations constituées	41 \$	36 \$
Pertes non amorties	(15)	(12)
Passif au titre des allocations de retraite	26 \$	24 \$

Comptabilisation du passif au titre des allocations de retraite

Le montant cumulatif des charges engagées en excédent des sommes versées dans le cadre du régime d'allocations de retraite est comptabilisé à titre de passif reporté.

Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.

Le Groupe et sa filiale, Mine Reclamation Inc., ont un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Mine Reclamation Inc. a constaté une obligation environnementale non provisionnée correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus selon un taux d'actualisation de 7,75 % (7,75 % en 2009).

Le passif se détaille comme suit :

	2010	2009
Solde au début	10 \$	9 \$
Plus : charge de désactualisation	1	1
Moins : dépenses	(1)	-
Solde à la fin	10 \$	10 \$

Flux de trésorerie requis pour régler le passif

Le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 11 millions de dollars.

25. MONTANTS IMPUTÉS OU CRÉDITÉS À L'EXPLOITATION, MAIS N'ENTRAÎNANT PAS DE SORTIES DE FONDS AU COURS DE L'EXERCICE

Les montants se détaillent comme suit :

	2010	2009
Amortissement, déclassement et gain ou perte sur cession	197 \$	186 \$
Paieement des charges liées aux programmes de retraite	11	3
Charge de retraite moins la capitalisation connexe	7	8
Dépréciation d'immobilisations corporelles	161	-
Paieements futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(14)	6
	362 \$	203 \$

26. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les apparentés du groupe Énergie NB comprennent la Corporation financière, l'Exploitant du réseau et la province du Nouveau-Brunswick.

La Corporation financière et l'Exploitant du réseau ont été constitués en vertu de la Loi sur l'électricité comme suit :

- la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (la « Corporation financière »), une corporation de la Couronne et un mandataire de l'État ayant pour mandat la conversion et la répartition appropriées de la dette de Holding Énergie NB entre les filiales d'exploitation, ainsi que la prise en charge et la réduction de la tranche restante de la dette d'Énergie NB;
- l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'« Exploitant du réseau »), un organisme à but non lucratif dont l'objectif est de diriger de façon distincte l'exploitation du marché de l'électricité et de maintenir l'adéquation et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité.

Cette note présente les opérations conclues avec ces apparentés.

Produits et charges

Les éléments suivants des produits et des charges liés aux apparentés sont inclus dans les résultats financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2010.

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Produits liés au transport	- \$	- \$	91 \$	89 \$
Produits divers	-	-	5	6
	-	-	96	95
Charges				
Frais de transport d'énergie	-	-	86	82
Autres	-	-	-	(4)
Intérêts débiteurs	197	193	-	-
Frais de gestion du portefeuille de la dette	26	22	-	-
Paieements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	-	4	-	-
Paieements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	(53)	34	-	-
	170	253	86	78

Débiteurs et créditeurs

Les soldes à recevoir et à payer liés aux apparentés suivants existaient au 31 mars 2010.

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2010	2009	2010	2009
Débiteurs	59 \$	16 \$	11 \$	11 \$
Créditeurs	3	9	7	9
Intérêts courus à payer	35	39	-	-

Les montants présentés au titre des débiteurs et des créditeurs pour les apparentés sont assujettis aux modalités de paiement usuelles applicables aux parties non apparentées.

Dividendes

Pendant l'exercice, le Groupe a déclaré des dividendes de 13 millions de dollars, comparativement à 13 millions de dollars en 2009, payables à la Corporation financière.

Dettes et garanties

Le Groupe avait une dette à payer à la Corporation financière (notes 21 et 22), dette qui est garantie par la province du Nouveau-Brunswick.

La Corporation financière a donné certaines garanties pour le Groupe à des tiers créanciers importants relativement aux ententes bancaires, aux créditeurs et aux obligations liées aux instruments financiers dérivés.

Paielements à la province du Nouveau-Brunswick

Au cours de l'exercice, le Groupe a payé à la province du Nouveau-Brunswick des impôts fonciers ainsi que des impôts sur les services publics et les emprises totalisant 40 millions de dollars, comparativement à 43 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 mars 2009 (se reporter à la note 8). Le Groupe a également fait des paiements à la Société de gestion des placements du Nouveau-Brunswick à l'égard des régimes de retraite (se reporter à la note 20).

27. INSTRUMENTS FINANCIERS

Un instrument financier (se reporter à la note 4k) correspond à tout contrat qui donne lieu à un actif financier pour une entité et à un passif financier ou un instrument de capitaux propres pour une autre entité (p. ex. débiteurs/créditeurs).

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur représente une estimation de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur d'un instrument financier à une date déterminée (y compris la juste valeur des contrats à terme utilisés à des fins de couverture et des autres dérivés) reflète notamment les écarts entre les modalités contractuelles de l'instrument et les modalités qui sont actuellement d'usage sur le marché.

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux.

Niveau de la hiérarchie	Les justes valeurs sont déterminées	Comprend les instruments financiers suivants
1	au moyen de données correspondant aux prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques;	<ul style="list-style-type: none"> fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire fonds au titre de la gestion de combustible irradié autres actifs et passifs financiers (la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance à court terme)
2	au moyen de modèles internes utilisant des prix du marché observables comme données;	<ul style="list-style-type: none"> créance à long terme actifs dérivés passifs dérivés dette à long terme
3	au moyen de modèles internes utilisant des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.	Le Groupe n'a actuellement aucun instrument classé dans le niveau 3.

Dates d'évaluation

Pour tous ses actifs et ses passifs financiers, le Groupe présente la juste valeur au 31 mars 2010.

Instruments financiers en cours

Ci-après sont présentés les instruments financiers en cours du Groupe au 31 mars 2010 ainsi que des renseignements à l'égard des instruments suivants.

- Dette à long terme
- Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié
- Créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA)
- Instruments dérivés constitutifs de relations de couverture
 - Contrats de change
 - Contrats de mazout lourd
 - Contrats de gaz naturel
 - Contrats de fret
 - Contrats d'électricité
 - Contrats de taux d'intérêt
- Autres actifs et passifs financiers

a. Dette à long terme

Cet instrument financier est classé comme autres passifs et, par conséquent, est comptabilisé à la valeur comptable dans le bilan du Groupe.

Aux 31 mars, la dette à long terme du Groupe se détaillait comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Valeur comptable (se reporter à la note 22)		3 580 \$	3 464 \$
Juste valeur	2	3 797 \$	3 673 \$

b. Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié

Cet instrument financier est classé comme disponible à la vente et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, les fonds du Groupe au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié se détaillaient comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Valeur comptable		439 \$	417 \$
Juste valeur (se reporter à la note 17)	1	461 \$	432 \$
Gain à la valeur de marché (inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		22 \$	15 \$

c. Créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA)

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, la créance à long terme du Groupe se détaillait comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Book value		55 \$	161 \$
Fair value (see Note 14)	2	77 \$	147 \$
Gain (loss) in market value (included in retained earnings)		22 \$	(14) \$

d. Instruments dérivés constitutifs de relations de couverture¹³**i. Contrats de change**

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition au risque de change découlant de ses exigences nettes prévues en dollars américains en concluant des contrats à terme portant sur l'échange de dollars canadiens contre des dollars américains. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats de change échéant au cours des 15 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Engagements d'achat nets (en millions de \$ US)		479 \$	536 \$
Taux de change moyen pondéré (\$ US/\$ CA)		1,1008	1,0834
Juste valeur (du passif) de l'actif	2	(39) \$	92 \$

¹³. Un actif dérivé représente une position de valeur de marché favorable, alors qu'un passif dérivé représente une position de valeur de marché défavorable.

ii. Contrats de mazout lourd

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux fluctuations du coût du mazout lourd. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats nets échéant au cours des 11 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Notionnel net (en millions de barils)		0,8	1,2
Moyenne pondérée du prix fixe/baril (en \$ US)		61,12 \$	69,97 \$
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	12 \$	(39) \$

iii. Contrats de gaz naturel

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix du gaz naturel. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 17 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Notionnel net (en millions de BTU)		12,6	12,9
Moyenne pondérée du prix fixe/BTU (en \$ US)		8,23 \$	11,43 \$
Juste valeur du passif	2	(32) \$	(78) \$

iv. Contrats de fret

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Une tranche du fret de combustible du Groupe est fondée sur le prix d'un indice donné. Le Groupe couvre son exposition prévue aux fluctuations de cet indice. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant le 1er avril 2010.

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Notionnel (en tonnes métriques)		170,0	865,0
Moyenne pondérée du prix fixe (valeur de l'indice)		2 330	6 004
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	1 \$	(28) \$

v. Contrats d'électricité

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Dans la mesure du possible, le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix de l'électricité. Ces variations ont une incidence sur :

- le prix que le Groupe reçoit pour ses ventes d'électricité à l'exportation;
- le prix que le Groupe paie pour ses achats à l'extérieur de la province.

Contrats de vente

Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats de vente d'électricité échéant au cours des 21 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Notionnel net (en millions de MWh)		0,2	0,3
Moyenne pondérée du prix fixe/MWh (en \$ US)		71,00 \$	71,00 \$
Juste valeur de l'actif	2	5 \$	7 \$

Contrats d'achat

Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats d'achat d'électricité échéant au cours des 35 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Notionnel net (en millions de MWh)		3,7	2,3
Moyenne pondérée du prix fixe/MWh (en \$ US)		53,53 \$	63,12 \$
Juste valeur du passif	2	(55) \$	(36) \$

vi. Contrats de taux d'intérêt

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé

Au 31 mars 2009, le Groupe avait couvert son exposition au risque de taux d'intérêt lié aux emprunts aux fins de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Le Groupe :

- a conclu des contrats afin d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un taux fixe et le taux variable mensuel cumulatif;
- constatera l'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement comme un ajustement des frais de financement, sur la durée de vie des emprunts couverts.

Au 31 mars 2010, le Groupe ne détenait aucune couverture de taux d'intérêt.

	Niveau de la hiérarchie	2010	2009
Notionnel net		- \$	200 \$
Juste valeur du passif	2	- \$	(43) \$

e. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers du bilan se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

Sommaire de l'incidence des instruments financiers

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des instruments financiers comptabilisés dans le bilan au 31 mars 2010. Cette incidence est composée :

- de la juste valeur des instruments dérivés constitutifs de relations de couverture;
- de la valeur du règlement à payer au titre des dérivés qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture;
- de la variation de la valeur de marché de la créance à long terme et du Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié.

	Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Créance à long terme liée à PDVSA ¹⁴	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Fret	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Taux d'intérêt	Total
Valeur du règlement à payer au titre des contrats à terme qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ¹⁵	-	-	(3)	1	-	-	5	(1)	-	2
Créance à long terme évaluée à la valeur de marché - PDVSA	-	22	-	-	-	-	-	-	-	22
Inclus dans les bénéfices non répartis/le déficit	-	22	(3)	1	-	-	5	(1)	-	24
Tranche à court terme des actifs dérivés	-	-	-	11	-	-	-	-	-	11
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié évalué à la valeur de marché (note 17)	22	-	-	-	-	-	-	-	-	22
Tranche à court terme des passifs dérivés	-	-	(35)	-	(31)	-	-	(52)	-	(118)
Tranche à long terme des passifs dérivés	-	-	(1)	-	(1)	-	-	(2)	-	(4)
Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	22	-	(36)	11	(32)	-	-	(54)	-	(89)
Actifs (passifs)	22	22	(39)	12	(32)	-	5	(55)	-	(65)

¹⁴Incluse dans les débiteurs ou les créditeurs.

¹⁵Incluse dans la créance à long terme. La perte est contrebalancée par un report réglementaire.

L'incidence des instruments financiers au 31 mars 2010 correspond à un passif net de 65 millions de dollars (se reporter au tableau précédent). Le montant de 65 millions de dollars a été constaté dans le bilan et comprend :

- un gain de 24 millions de dollars constaté dans les bénéfices non répartis;
- une perte de 89 millions de dollars (perte de 62 millions de dollars après impôts) constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Un rapprochement de ces montants est présenté dans les tableaux suivants :

Le tableau ci-dessous qui présente l'incidence sur les bénéfices non répartis comprend les instruments financiers qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.

Incidence sur les bénéfices non répartis	Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Créance à long terme liée à PDVSA ¹⁶	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Fret ¹⁶	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Taux d'intérêt	Total
Solde au 1 ^{er} avril 2009	-	(14)	10	1	-	(28)	7	(8)	-	(32)
Ajustements de l'exercice considéré										
Règlement de la poursuite et couvertures connexes évalués à la valeur de marché	-	36	-	-	-	28	-	-	-	64
Ajustements liés aux couvertures dont la désignation a été révoquée	-	-	(4)	(8)	(1)	-	2	(1)	-	(12)
Règlement de couvertures dont la désignation avait antérieurement été révoquée	-	-	(9)	8	1	-	(4)	8	-	4
Solde au 31 mars 2010	-	36	(13)	-	-	28	(2)	7	-	56
	-	22	(3)	1	-	-	5	(1)	-	24

¹⁶L'incidence sur les bénéfices avant le report réglementaire de l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme et des contrats de fret relatifs aux livraisons liées au règlement de la poursuite contre PDVSA a été entièrement contrebalancée par un report réglementaire.

Le tableau ci-dessous qui présente l'incidence sur le cumul des autres éléments du résultat étendu comprend les instruments financiers admissibles à la comptabilité de couverture.

	Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Créance à long terme liée à PDVSA	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Fret	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Taux d'intérêt	Total
Incidence sur le cumul des autres éléments du résultat étendu										
Cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts) au 1er avril 2009	15	-	84	(40)	(78)	-	-	(28)	(43)	(90)
Incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ¹⁷	7	-	(120)	51	46	-	-	(26)	43	1
	22	-	(36)	11	(32)	-	-	(54)	-	(89)
Paielements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices reflétés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(7)	-	11	(4)	10	-	-	17	-	27
Cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2010	15	-	(25)	7	(22)	-	-	(37)	-	(62)

¹⁷ L'incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ne tient pas compte de l'incidence de 2 millions de dollars découlant de la modification du taux d'imposition d'un exercice à l'autre, laquelle n'est pas reflétée dans l'état du résultat étendu.

28. GESTION DU RISQUE LIÉ AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Les types de risque suivants sont présentés ci-après :

- risque de crédit;
- risque de marché;
- risque d'illiquidité.

Risque de crédit

Le risque de crédit représente le risque de perte financière qui découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations en vertu des modalités d'un instrument financier.

Gestion du risque de crédit

Afin de gérer le risque de crédit, le Groupe :

- effectue des évaluations exhaustives des contreparties avant d'octroyer du crédit;
- surveille activement et régulièrement la santé financière de ses principales contreparties ainsi que son exposition potentielle au risque connexe.

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur des instruments financiers du Groupe qui l'exposaient au risque de crédit aux 31 mars :

		2010	2009
Actif financier	Catégorie	Juste valeur	Juste valeur
Trésorerie	Détenus à des fins de transaction	4 \$	6 \$
Débiteurs	Prêts et créances	307	290
Créance à long terme	Détenus à des fins de transaction	77	147
Derivative assets	Détenus à des fins de transaction	11	84
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	Disponibles à la vente	461	432
		860 \$	959 \$

Trésorerie

Le risque de crédit lié à la trésorerie est considéré comme faible, car les fonds sont déposés auprès de banques à charte canadiennes.

Débiteurs

Les débiteurs consistent principalement en une combinaison de sommes à recevoir de clients résidentiels et commerciaux de l'intérieur et de l'extérieur de la province. Afin de réduire le risque de crédit, le Groupe surveille les débiteurs en cours et s'efforce de recouvrer les montants en souffrance.

Le tableau suivant présente un sommaire des débiteurs classés selon l'âge de la créance pour le Groupe aux 31 mars, en nombre de jours.

Débiteurs	2010	2009
Comptes clients		
Courant	153 \$	184 \$
De 60 à 89 jours	10	3
Plus de 90 jours	21	8
	184	195
Provision pour créances douteuses	(7)	(8)
Débiteurs divers ¹⁰	71	87
Palements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à recevoir	59	16
	307 \$	290 \$

¹⁰ Les débiteurs divers comprennent les ventes non liées à l'électricité, les montants courus et les règlements de couverture à payer.

Provision pour créances douteuses

La provision pour créances douteuses est :

- examinée sur une base régulière;
- fondée sur l'estimation des comptes en cours qui risquent d'être irrécouvrables.

Rapprochement de la provision pour créances douteuses	2010	2009
Solde au début	8 \$	4 \$
Augmentation au cours de l'exercice	7	6
Recouvrement de mauvaises créances au cours de l'exercice	(1)	1
Radiation de mauvaises créances au cours de l'exercice	(7)	(3)
	7 \$	8 \$

Concentration du risque de crédit

Aucune concentration importante du risque de crédit n'existe en ce qui a trait aux débiteurs, car ceux-ci sont répartis entre de nombreux clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province. Dans certains cas, le Groupe demande des dépôts ou exige des lettres de crédit.

Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié

Le Groupe limite le risque de crédit lié aux fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié en investissant dans des titres liquides émis par des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Le portefeuille actuel est principalement composé d'obligations des gouvernements provinciaux et fédéral. Le risque de crédit lié à ces fonds est considéré comme faible.

Créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA)

La créance à long terme représente l'engagement contractuel de PDVSA visant la livraison de combustible sur une durée déterminée. Le Groupe reçoit des livraisons de combustible sur une base continue tel qu'il est prévu. Le solde à recevoir continuera de diminuer à mesure que les livraisons restantes seront reçues.

Actifs dérivés

Le Groupe conclut des opérations sur instruments financiers dérivés seulement avec des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Toutes les contreparties liées aux positions en cours du Groupe ont une cote de crédit de première qualité qui leur a été attribuée par une agence de notation externe.

Le Groupe :

- surveille les limites de crédit des contreparties de façon régulière;
- exige des garanties lorsque l'exposition dépasse les limites de crédit attribuées.

Au 31 mars 2010, la concentration du risque de crédit découle des actifs dérivés, car la majeure partie du solde des actifs dérivés est liée à une petite quantité de contreparties. Cependant, comme la majeure partie du montant est lié à des banques à charte canadiennes et à d'autres institutions financières reconnues, le risque de crédit connexe est considéré comme faible.

Risque de marché

Le risque de marché représente le risque que le bénéfice ou la valeur des instruments financiers du Groupe varie en raison des fluctuations des prix du marché.

Le Groupe est exposé à une multitude de risques liés aux prix du marché, telles que les variations :

- des taux de change;
- des taux d'intérêt;
- des prix des marchandises;
- des prix du fret.

Le Groupe gère ces expositions au moyen de contrats à terme et d'autres instruments dérivés conformément aux politiques approuvées par le conseil.

Le tableau suivant présente une analyse de sensibilité qui porte sur l'incidence, en dollars, de petites variations de divers taux et prix du marché. Les montants présentés sont fondés sur les volumes d'instruments financiers existants au 31 mars 2010.

(en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ¹⁹	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
Taux de change et taux d'intérêt		
Variation de 0,01 \$ du taux de change \$ CA/\$ US	- \$	5 \$
Variation de 0,25 % des taux d'intérêt au Canada	-	-
Variation de 0,5 % des taux de la dette à court terme	3	-
Variation de 0,5 % du rendement des placements	-	25
Prix des marchandises		
Variation de 5 \$/b du prix du mazout lourd	-	4
Variation de 1 \$/million de BTU du prix du gaz naturel	-	12
Variation de 5 \$/MWh du prix de l'électricité	1	18
Prix du fret		
Variation de 400 points de base de l'indice Baltic Dry ²⁰	-	-

¹⁹Cette incidence n'est pas incluse dans les autres éléments du résultat étendu, car les instruments financiers ne sont ni des dérivés ni des instruments admissibles à la comptabilité de couverture.

²⁰Cet indice mesure les prix du transport en vrac de diverses matières sèches à l'échelle internationale.

Créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA)

La valeur de la créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA) fluctue selon :

- les variations des taux de change;
- le prix de diverses marchandises.

Les variations de la valeur de marché de la créance sont partiellement contrebalancées par les variations des autres instruments dérivés. L'incidence nette de ces variations est incluse dans le compte de report réglementaire. Comme les ajustements à la valeur de marché sont temporaires et qu'ils se résorberont lorsque toutes les livraisons de combustible auront été reçues, le montant restant dans le compte de report correspondra à l'économie liée au règlement de la poursuite.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que le Groupe éprouve des difficultés à respecter ses obligations financières liées aux passifs financiers ou qu'il ne soit pas en mesure de respecter ces obligations.

Le Groupe prévoit ses besoins de financement de façon régulière afin d'être en mesure de planifier et de financer ses obligations financières lorsqu'elles arrivent à échéance. Le tableau suivant présente un sommaire des échéances contractuelles des passifs financiers du Groupe au 31 mars 2010 et pour les exercices futurs.

Passif financier	Valeur comptable	Flux de trésorerie contractuels	2011	2012	2013	2014 et par la suite
Dettes à court terme	673 \$	673 \$	673 \$			
Créditeurs et charges à payer	229	229	229			
Intérêts courus	35	35	35			
Passifs dérivés	122	122	118	4		
Dettes à long terme	3 580	3 646	99	545	471	2 531
Intérêt sur la dette à long terme		1 793	188	178	148	1 279
	4 639 \$	6 498 \$	1 342 \$	727 \$	619 \$	3 810 \$

Le Groupe a accès à un financement suffisant pour satisfaire à ses obligations financières.

29. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Ci-après sont présentés des renseignements sur les engagements, éventualités et garanties en cours au sein d'Énergie NB.

Quai de Belledune

Le Groupe a conclu un contrat de location-exploitation visant l'utilisation des installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de 20 ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

Ci-après sont présentés des renseignements sur les contrats conclus par le Groupe à l'égard de la centrale de Courtenay Bay, notamment les contrats visant les activités suivantes :

- la location d'installations;
- l'achat d'énergie et l'accès au transport d'énergie;
- le transport du gaz naturel.

Location d'installations

Le Groupe a conclu un bail visant la location d'installations qui échoit en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans.

Achat d'énergie et accès au transport d'énergie

Le Groupe a conclu un contrat d'achat d'énergie et d'accès au transport d'énergie connexe qui prend fin en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers.

Le Groupe achètera toute l'énergie électrique produite par une unité au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Transport du gaz naturel

Le Groupe a conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale qui est partie au contrat de location mentionné précédemment.

Contrats d'achat d'énergie

Le Groupe a conclu d'autres contrats d'achat d'énergie avec des tiers, lesquels sont présentés dans le tableau suivant :

Durée initiale du contrat	Date d'échéance	Quantité d'énergie visée	Portée du contrat d'achat
20 ans	2024	90 MW	Toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction
30 ans	2027	38,5 MW	Une capacité et une énergie de 38,5 MW provenant d'une installation de coproduction
25 ans	2033	96 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
5 ans	2014	90 MW	90 % de la totalité de l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2029	48 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par des tiers
20 ans	2029	51 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par des tiers
25 ans	2034	49,5 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par un tiers
25 ans	2034	64,5 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par un tiers

Entente d'approvisionnement en combustible

Le 3 août 2007, Holding Énergie NB a réglé une poursuite intentée contre Petroleos de Venezuela, S.A. (« PDVSA ») et d'autres sociétés. Ce règlement prévoyait une tranche en nature, soit un engagement à livrer une quantité donnée de combustible. La tranche en nature devrait être réalisée d'ici juillet 2010.

Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le Groupe remettra à neuf la centrale de Point Lepreau en remplaçant des composants essentiels du réacteur et en mettant à niveau d'autres systèmes clés de la centrale. On prévoit que ce projet prolongera la durée de vie de l'installation d'environ 25 ans.

Le coût total de la construction, excluant les coûts des combustibles et de l'achat d'énergie, devrait totaliser environ 1,2 milliard de dollars. Le projet devait initialement se terminer en septembre 2009, mais l'achèvement des travaux a été repoussé au printemps 2011.

La centrale a été fermée le 28 mars 2008 pour permettre les travaux de remise à neuf et de retubage. Au 31 mars 2010, les dépenses engagées s'élevaient à 1 milliard de dollars (60 millions de dollars capitalisés et 940 millions de dollars pour la construction en cours).

Projet d'amélioration de turbines de la centrale de Point Lepreau

Le Groupe procède actuellement au remplacement de trois rotors de turbine à basse pression. Le budget alloué au projet est de 65 millions de dollars. Le projet devrait être terminé avant la fin de la période d'interruption des activités de la centrale de Point Lepreau. Au 31 mars 2010, les dépenses engagées s'élevaient à 53 millions de dollars.

Ligne de transport d'énergie

Afin d'assurer la viabilité financière du projet de la ligne de transport d'énergie internationale, la Corporation a signé des conventions d'engagement avec des fournisseurs d'électricité établis dans les Maritimes pour l'équivalent de réservations fermes de transport à long terme jusqu'à l'exercice 2032.

Réservations concernant le transport d'énergie

Aux fins de la livraison d'électricité aux marchés à l'extérieur de la province, le Groupe a conclu des ententes de réservations à long terme concernant le transport d'énergie auprès de l'Exploitant du réseau.

Contrats de services accessoires

Le groupe Énergie NB a conclu trois contrats de services accessoires avec l'Exploitant du réseau. L'obligation du Groupe est de fournir des services accessoires sur la durée d'utilisation des biens patrimoniaux (actifs de production d'énergie qui étaient déjà détenus avant la restructuration). Les services fournis portent sur :

- la puissance de réaction et le soutien de la tension;
- la commande automatique de la production;
- le fonctionnement en suivi de charge;
- la réserve de fonctionnement;
- la capacité de redémarrage à froid.

Actions en justice

Le groupe Énergie NB peut, de temps à autre, être partie à diverses actions en justice, réclamations et litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, selon les estimations raisonnables du Groupe, ne devraient pas avoir d'incidence défavorable importante sur la situation financière du groupe Énergie NB.

30. INFORMATION SECTORIELLE

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des unités qui composent le groupe Énergie NB et des éléments suivants :

- les cinq unités d'exploitation du Groupe;
- les contrats intersociétés importants;
- un aperçu des données financières de l'exercice considéré et de l'exercice précédent.

Les cinq unités d'exploitation du Groupe

Le Groupe est structuré et exploité en vertu des cinq unités d'exploitation isolables suivantes.

Unité d'exploitation	Responsabilité
Production Énergie NB	Exploitation et entretien des centrales hydroélectriques ainsi que des centrales alimentées au mazout, au charbon et au diesel
Énergie nucléaire NB	Exploitation et entretien de la centrale de Point Lepreau
Transport Énergie NB	Exploitation et entretien du réseau de transport
Distribution Énergie NB	Exploitation et entretien du réseau de distribution Distribution Énergie NB est désignée comme fournisseur de services en vertu d'un contrat type pour la province du Nouveau-Brunswick et est tenue de fournir des services en vertu d'un contrat type à la clientèle résidentielle, commerciale, de commerce en gros et industrielle située partout dans la province.
Holding Énergie NB (non consolidé)	Fournir ce qui suit : <ul style="list-style-type: none"> • une orientation, des directives et du soutien stratégiques aux autres unités d'exploitation à l'égard des communications, des finances, des ressources humaines, des questions juridiques et de gouvernance ainsi que de la gestion des risques; • des services partagés sur une base de recouvrement des coûts.

Contrats intersociétés importants

Le Groupe a conclu un certain nombre de contrats d'achat d'énergie intersociétés importants, lesquels sont présentés ci-après :

- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB;
- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove;
- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB

Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB ont conclu le contrat d'achat d'énergie suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	Distribution Énergie NB achète 95 % de : <ul style="list-style-type: none"> • la capacité de 635 MW de la centrale de Point Lepreau; • l'électricité produite.
Échéance	Le contrat arrivera à échéance 25 ans après la remise en service de la centrale au terme de sa remise à neuf. Distribution Énergie NB disposera d'options de renouvellement annuelles par la suite.

Contrat d'achat d'énergie –

Distribution Énergie NB et Coleson Cove

Distribution Énergie NB et Coleson Cove ont conclu le contrat de prise ferme de 25 ans suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	Distribution Énergie NB achète la capacité et des services connexes afin de convertir le combustible en électricité. Ce contrat exige que la totalité de l'énergie produite à la centrale de Coleson Cove soit vendue à Distribution Énergie NB.
Échéance	Ce contrat arrivera à échéance en mars 2030.

Contrat d'achat d'énergie –

Distribution Énergie NB et Production Énergie NB

Distribution Énergie NB et Production Énergie NB ont conclu le contrat d'achat d'énergie à long terme suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	<p>Production Énergie NB fournit de la capacité et de l'énergie à Distribution Énergie NB.</p> <p>Au 31 mars 2010, l'obligation visait une capacité de base de 2 425 MW et une capacité de pointe de 1 258 MW.</p> <p>Aux termes du contrat :</p> <ul style="list-style-type: none"> Distribution Énergie NB vend toute la capacité et toute l'énergie qu'elle reçoit en vertu du contrat d'achat d'énergie conclu entre Distribution Énergie NB et Coleson Cove, et Production Énergie NB achète cette capacité et cette énergie; Production Énergie NB est responsable de fournir et de livrer du combustible pour le compte de Distribution Énergie NB à la centrale de Coleson Cove.
Échéance	<p>Le contrat arrivera à échéance lorsque l'une ou l'autre des conditions suivantes aura été remplie :</p> <ul style="list-style-type: none"> tous les biens patrimoniaux de Production Énergie NB, y compris les contrats d'achat d'énergie auprès d'un tiers, auront été mis hors service ou seront arrivés à échéance; Distribution Énergie NB aura réduit à néant sa capacité convenue aux termes du contrat.

Aperçu des données financières - 2010

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB (non consolidé)	Éliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	1 \$	- \$	- \$	1 206 \$	- \$	- \$	1,207 \$
À l'extérieur de la province	218	11	-	-	-	-	229
Intersociétés	1 006	175	-	6	-	(1 187)	-
Transport	6	1	84	-	-	-	91
Produits divers	10	1	9	39	-	-	59
Autres - intersociétés	2	-	17	3	76	(98)	-
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché des actifs dérivés	49	-	-	-	-	-	49
Total des produits	1 292	188	110	1 254	76	(1 285)	1 635
Combustible et actifs d'énergie	869	-	-	1 201	-	(1 183)	887
Transport	34	2	-	59	-	(9)	86
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	138	161	49	119	72	(92)	447
Amortissement et déclassement	109	32	19	37	2	-	199
Impôts	14	6	8	11	1	-	40
Frais de financement	99	(13)	12	34	1	(1)	132
Report réglementaire	-	-	-	(147)	-	-	(147)
Dépréciation d'actifs à long terme	161	-	-	-	-	-	161
Paielements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	(41)	-	7	(19)	-	-	(53)
Total des charges	1 383	188	95	1 295	76	(1 285)	1 752
(Perte nette) bénéfice net	(91) \$	- \$	15 \$	(41) \$	- \$	- \$	(117) \$
Total de l'actif	1 794 \$	1 998 \$	402 \$	1 320 \$	555 \$	(690) \$	5 379 \$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	26 \$	256 \$	19 \$	50 \$	5 \$	- \$	356 \$

Aperçu des données financières – 2009

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB (non consolidé)	Éliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	3 \$	- \$	- \$	1 216 \$	- \$	- \$	1 219 \$
À l'extérieur de la province	208	9	-	-	-	-	217
Intersociétés	1 177	175	-	7	-	(1 359)	-
Transport	6	1	82	-	-	-	89
Produits divers	22	2	11	38	-	-	73
Autres – Intersociétés	1	-	18	3	79	(101)	-
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché des actifs dérivés	(145)	-	-	-	-	-	(145)
Total des produits	1 272	187	111	1 264	79	(1 460)	1 453
Combustible et achats d'énergie	865	-	-	1 358	-	(1 354)	869
Transport	29	2	-	60	-	(9)	82
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	128	147	48	115	66	(89)	415
Amortissement et déclassement	94	32	19	36	5	-	186
Impôts	16	7	8	11	1	-	43
Frais de financement	93	(1)	12	37	7	(8)	140
Report réglementaire	-	-	-	(386)	-	-	(386)
Palements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	15	-	8	11	-	-	34
Total des charges	1 240	187	95	1 242	79	(1 460)	1 383
Bénéfice net (perte nette)	32 \$	- \$	16 \$	22 \$	- \$	- \$	70 \$
Total de l'actif	2 415 \$	1 694 \$	405 \$	1 377 \$	467 \$	(1 168) \$	5 190 \$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	32 \$	332 \$	24 \$	49 \$	1 \$	- \$	438 \$

31. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR

En avril 2010, le Groupe a annoncé un programme de retraite anticipée à l'intention des employés non syndiqués. Le Groupe prévoit qu'environ 120 employés seront admissibles au programme et en bénéficieront. Le coût de ce programme sera comptabilisé à l'exercice 2010-2011 et devrait totaliser environ 17 millions de dollars.

État de la production

(en millions de kWh)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Hydroélectrique	3 221	3 172	2 781	3 124	3 802
Thermique	6 303	8 089	7 262	8 125	10 001
Nucléaire	-	-	4 393	4 696	4 695
Turbine à combustion	1	3	1	1	9
Achats	6 772	5 295	3 909	3 092	1 898
Total brut des achats et de la production	16 297	16 559	18 346	19 038	20 405
Service de la tranche	491	535	794	858	961
Total net des achats et de la production	15 806	16 024	17 552	18 180	19 444
Pertes - transformateur et transport	647	757	645	673	504
Total de l'énergie disponible pour distribution	15 159	15 267	16 907	17 507	18 940

État des ventes

(en millions de kWh)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
En gros	1 145	1 207	1 207	1 176	1 174
Industriel	4 164	4 362	5 589	5 976	5 577
Usage général	2 304	2 372	2 369	2 291	2 264
Residentiel	4 857	5 036	5 010	4 824	4 797
Réverbères	75	75	75	75	75
Total des ventes provinciales	12 545	13 052	14 250	14 342	13 887
Interconnexions	2 326	1 891	2 327	2 815	4 682
Total des ventes	14 871	14 943	16 577	17 157	18 569
Pertes de distribution	288	324	330	350	371
Total de l'énergie distribuée et vendue	15 159	15 267	16 907	17 507	18 940

État des produits

(en millions)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
En gros	96\$	98\$	94\$	87\$	82\$
Industriel	294	307	362	350	310
Usage général	254	250	248	225	213
Residentiel	540	539	519	470	436
Réverbères et énergie involontaire	23	25	14	14	15
Total des ventes provinciales de l'énergie	1 207	1 219	1 237	1 146	1 056
Interconnexions	229	217	196	215	379
Ventes d'énergie	1 436	1 436	1 433	1 361	1 435
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	49	(145)	93	-	-
Divers ¹	59	73	99	67	73
Recettes de transport ¹	91	89	87	84	77
Total des recettes	1 635\$	1 453\$	1 712\$	1 512\$	1 585\$

¹ Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

État de la production provinciale ²

(en millions de kWh)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Hydroélectricité	3 205	3 149	2 698	2 891	3 313
Charbon et coke de pétrole	2 952	3 515	3 189	2 756	2 387
Mazout lourd	1 851	3 201	2 466	2 632	1 527
Orimulsion™	-	-	-	383	1 388
Nucléaire	-	-	3 871	4 142	4 146
Turbine à combustion	-	-	-	-	-
Achats	5 193	4 204	2 938	2 529	1 817
Total net des achats et de la production	13 201	14 069	15 162	15 333	14 578
Pertes - transformateur et transport	647	757	645	673	504
Total de l'énergie disponible pour distribution	12 554	13 312	14 517	14 660	14 074

Capacité et demande de pointe

(MW)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Capacité net de production du parc	3 194	3 194	3 932	3 932	3 932
Achats de capacité ferme	400	402	402	402	402
Total des ressources disponibles	3 594	3 596	4 334	4 334	4 334
Demande de pointe nette provinciale	2 870	3 167	2 992	3 160	2 799
Exportations fermes	445	419	447	356	355
Réserve d'exploitation	231	178	508	512	561
Total requis	3 546	3 764	3 947	4 028	3 715

Statistiques d'exploitation

	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Lignes de transport - km	6 841	6 829	6 780	6 703	6 703
Lignes de distribution - km	20 595	20 397	20 284	20 030	20 045
Clients résidentiels	312 779	309 623	306 383	303 177	300 134
Clients industriels	1 898	1 904	1 915	1 920	1 843
Clients de l'usage général	25 113	24 984	24 798	24 665	24 426
Clients à consommation non mesurée	2 632	2 486	2 417	2 345	2 368
Clients directs	342 422	338 997	335 513	332 107	328 771
Clients indirects	41 474	41 685	41 451	41 100	41 889
Total des clients	383 896	380 682	376 964	373 207	370 660
Postes permanents	2 509	2 477	2 474	2 428	2 380
Postes temporaires	164	198	159	91	85
Postes à NB Coal Limited	-	54	66	69	69
Total des postes ³	2 673	2 729	2 699	2 588	2 534

² Pour la période depuis la restructuration (1er octobre 2004), le tableau ne reflète que l'énergie fournie par le groupe d'énergie NB et omet l'énergie achetée par l'exploitant du réseau pour alimenter la charge provinciale.

³ Nombre de postes au Plan d'établissement. Avant 2006-07, les Rapports annuels signalaient le nombre d'employés.

État sommaire des résultats

(en millions)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Ventes d'énergie dans la province	1 207\$	1 219\$	1 237\$	1 146\$	1 056\$
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	229	217	196	215	379
Revenus divers ⁴	59	73	99	67	73
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	49	(145)	93	-	-
Recettes de transport ⁴	91	89	87	84	77
Total du combustible et de l'énergie achetée	887	869	585	560	512
Dépenses de transport	86	82	85	85	86
Exploitation, entretien et administration	447	415	397	389	373
Report réglementaire	(147)	(386)	73	-	-
Amortissement et mise hors service	199	186	216	220	217
Impôts, à l'exception des paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	40	43	43	49	47
Frais financiers	132	140	175	180	199
Perte pour dépréciation d'immobilisations corporelles	161	-	-	-	-
Paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	(53)	34	49	8	55
Bénéfice net (perte nette)	(117)\$	70\$	89\$	21\$	96\$

Bilan sommaire au 31 Mars

(en millions)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Actif					
Actif à court terme	613\$	736\$	622\$	411\$	384\$
Biens, installations et équipements	3 702	3 585	3 310	3 405	3 280
Actif à long terme	948	758	646	247	235
Autre actif	116	111	96	88	70
Total de l'actif	5 379\$	5 190\$	4 674\$	4 151\$	3 969\$

Passif et capitaux propres

Passif à court terme	1 154\$	1 377\$	928\$	659\$	762\$
Dettes à long terme	3 481	3 051	2 879	2 869	2 655
Dettes différées	570	457	516	392	332
Capitaux propres	174	305	351	231	220
Total du passif et des capitaux propres	5 379\$	5 190\$	4 674\$	4 151\$	3 969\$

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Flux de trésorerie lié à l'exploitation	245\$	273\$	316\$	238\$	319\$
Changements du fonds de roulement	(65)	(60)	(80)	13	(11)
Paiements du fonds de fiducie nucléaire	(21)	(35)	(141)	(13)	(40)
Actifs dérivés	(64)	135	(93)	-	-
Report réglementaire	(166)	(390)	73	-	-
Autres	(7)	(2)	(1)	(13)	(5)
Activités d'exploitation	(78)	(79)	74	225	263
Activités de financement	326	466	219	71	(37)
Activités d'investissement	(250)	(381)	(323)	(287)	(209)
Rentrée (sortie) de fonds nette	(2)	6	(30)	9	17
Encaisse et investissements à court terme					
Début de l'exercice	6	0	30	21	4
Fin de l'exercice	4 \$	6 \$	-\$	30\$	21\$

⁴ Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'exercice courant

Frais financiers

(en millions)	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Frais d'intérêt	197\$	193\$	192\$	198\$	197\$
Revenu provenant des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et autres investissements	(22)	(21)	(16)	(14)	(10)
Frais de gestion du portefeuille de la dette	26	22	21	20	20
Amortissement du coût de la dette différée	3	(2)	1	-	-
(Gains) pertes de change	4	(11)	5	(2)	2
Intérêts réportés	(16)	(4)			
Intérêts immobilisés	(60)	(38)	(28)	(22)	(10)
Frais financiers nets	132\$	140\$	175\$	180\$	199\$

Ratios financiers

	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Marge d'exploitation ⁵	-3,9%	15,3%	17,1%	12,5%	20,8%
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / dépenses en immobilisations ⁶	0,69	0,62	0,77	0,79	1,53
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / total de la dette	0,06	0,07	0,09	0,07	0,10
Dette / capital ⁷	96%	93%	91%	93%	93%
Ratio de couverture des intérêts ⁸	(0,19)	1,26	1,60	1,03	1,74

Autres statistiques

	2009-10	2008-09	2007-08	2006-07	2005-06
Augmentation des tarifs	3,0%	3,0%	5,9%	6,9%	6,1% ⁹
IPC (Nouveau-Brunswick)	0,7%	1,7%	1,9%	1,7%	2,4%
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick) ¹⁰	-0,3%	1,0%	1,7%	2,4%	1,6%
Dépenses en immobilisations (millions) ¹¹	354\$	440\$	409\$	287\$	209\$
Changement du total des dettes (millions)	339\$	479\$	230\$	74\$	(26)\$
Pourcentage de la dette à long terme					
Dollar canadien	100%	100%	100%	100%	100%
Dollar américain ¹²	0%	0%	0%	0%	0%
Taux d'intérêt des coupons moyens pondérés	5,2%	5,5%	5,8%	6,0%	6,3%
Dollar canadien - 31 mars	1,016\$	0,794\$	0,973\$	0,866\$	0,857\$

⁵ Marge d'exploitation = (bénéfice net avant frais financiers - frais de gestion du portefeuille de la dette) / revenu total

⁶ Les dépenses en immobilisations sont au net des produits de la vente d'actifs et des contributions des clients

⁷ Ratio de la dette = (dette) - (dette + capitaux propres), où dette = (dette à long terme + dette à court terme)

⁸ Ratio de couverture des intérêts = (bénéfice net avant frais financiers + (bénéfice des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et d'autres placements - frais de gestion du portefeuille de la dette) / (frais d'intérêt)

⁹ Réflète une augmentation globale des tarifs de 2,5 % en avril 2004 (avant la restructuration) et une augmentation globale des tarifs de 3,0 % en mars 2005 (après la restructuration)

¹⁰ Dans les documents du budget de 2008, le gouvernement provincial a mis à jour les taux de croissance du PIB pour les dernières années

¹¹ Les dépenses d'immobilisations ne comprennent pas le produit de disposition et les contributions des clients

¹² Toute la dette en espèces américaines a été transférée à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick le 1er octobre 2004

Regard vers l'avenir

Depuis 1925, Énergie NB a fourni au Nouveau-Brunswick un approvisionnement en électricité sûr, fiable et à prix concurrentiel. Au fil des ans, la composition de l'approvisionnement a débuté avec un petit 5 mégawatts (MW) dans la centrale hydroélectrique de Musquash à l'un des systèmes les plus divers en Amérique du Nord.

Mission d'entreprise d'Énergie NB, la vision et les valeurs de l'avenir sont les suivantes:

MISSION	VISION	VALEURS
<i>Fiers de servir nos clients</i>	<i>Électricité durable</i>	Sécurité Qualité Innovation

Énergie NB a été, et continue d'être, axée sur le client. Nous sommes en constante évolution afin d'améliorer nos relations avec les clients et les intervenants. Toutefois, l'industrie de l'électricité est en mutation, et par conséquent, nous avons changé notre vision afin de refléter une nouvelle priorité à l'électricité durable et une attention renouvelée d'être fiers de servir nos clients.

L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), définit les services d'électricité durable comme ceux qui "poursuivent des stratégies d'affaires et des activités novatrices qui répondent aux besoins des membres, les parties prenantes et les communautés dans lesquelles nous exerçons nos activités d'aujourd'hui, tout en protégeant et en améliorant les ressources humaines et naturelles qui seront nécessaires à l'avenir."

Chez Énergie NB, la durabilité est prise en compte dans chaque décision et chaque plan pour l'avenir. Il s'agit d'équilibrer les efforts visant à fournir de l'électricité à des prix compétitifs tout en maintenant la santé de l'entreprise à long terme. Il s'agit d'exploiter le pouvoir des sources d'énergie renouvelables et la protection de l'environnement en s'éloignant de combustibles fossiles.

La durabilité représente des objectifs adoptés par Énergie NB en tant que société - la protection des taux bas, réduisant l'empreinte carbone et être responsable devant les communautés dans lesquelles les employés travaillent et vivent.

Dans cet esprit, Énergie NB a renouvelé ses efforts sur les trois piliers de la durabilité; l'environnement, la société et l'économie.

Énergie NB continuera à se concentrer sur l'identification de technologies environnementales novatrices qui profitera aux clients et réduira davantage son empreinte carbone et offrira un éventail diversifié et durable de l'éolien, l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire pour assurer l'approvisionnement et des tarifs d'électricité stables.

Le futur plan stratégique d'Énergie NB sera celui qui se déplace vers un avenir énergétique durable. Le processus de planification pour réaliser cette vision va évoluer au fil du temps, mais commence par un aperçu de l'avenir qui reflète les conditions actuelles, les hypothèses et les prévisions. Par conséquent, le plan va constamment évoluer à mesure que les conditions changent et que de nouvelles possibilités durables émergent.

Le plan stratégique inclut un plan intégré de ressources (PIR), qui considère la manière la plus efficace et économique pour répondre aux besoins futurs de l'électricité et de la consommation d'électricité dans les foyers et les entreprises. En d'autres termes, la gestion de l'offre et la demande sont considérées conjointement pour élaborer un plan qui répond à la vision de l'électricité durable pour répondre aux besoins d'aujourd'hui et de l'avenir. Le plan stratégique va également s'orienter vers l'élaboration d'un plan d'électricité durable pour garantir que nos clients continueront à bénéficier du même niveau de service fiable et de valeur.

Cette analyse PIR fait partie d'un processus continu qui exige des mises à jour périodiques de la charge et des ressources puisque les conditions changent et évoluent au fil du temps au niveau provincial, national et même mondial. Il reflète l'évolution de l'approche de planification d'entreprise d'Énergie NB alors qu'il entreprend une stratégie visant à aligner plus étroitement les activités de développement du PIR à la planification des activités telles que la gestion de la dette et une stratégie de taux. Il est prévu que le plan soit revu sur une base annuelle, en collaboration avec des intervenants clés afin de refléter les derniers développements de l'industrie et de l'information. Le plan sera ensuite communiqué à vous ... nos clients.



Imprimé sur du
papier homologué
par le FSC.



Énergie NB Power

www.energienb.com

corporaterelations@nbpower.com

Service à la clientèle : 1 800 663 6272

Adresse postale

515, rue King

C.P. 2000

Fredericton (NB) E3B 4X1